HYDRO ONE INC.
ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS ANNUELS

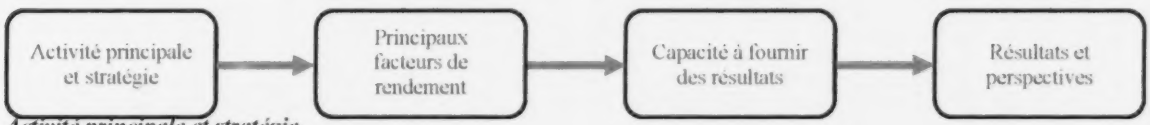
	Page
Rapport de gestion	2
Rapport de la direction	49
Rapport des auditeurs indépendants	50
États consolidés des résultats et du résultat étendu, bénéfices non répartis et cumul des autres éléments du résultat étendu	51
Bilans consolidés	52
États consolidés des flux de trésorerie	54
Notes afférentes aux états financiers consolidés	55
Sommaire des statistiques financières et des statistiques d'exploitation des cinq derniers exercices	86

Nous établissons nos états financiers en dollars canadiens et selon les principes comptables généralement reconnus du Canada. Le présent rapport de gestion est fondé sur nos états financiers consolidés des exercices clos les 31 décembre 2011 et 2010.

SOMMAIRE

Nous sommes détenus en propriété exclusive par la province d'Ontario (la « province »), et nos activités de transport et de distribution sont régies par la Commission de l'énergie de l'Ontario (la « CEO »). Notre mission et notre vision ont été peaufinées pour traduire le rôle pivot que nous jouons dans l'économie de la province ainsi que celui de fournisseur d'infrastructures essentielles à l'ensemble de notre clientèle. Nous visons à être une société novatrice et de confiance qui fournit une source d'électricité de manière sécuritaire, fiable et efficiente afin de créer de la valeur pour nos clients. Nous menons nos activités en tant qu'entreprise commerciale dotée d'un conseil d'administration indépendant. Notre plan stratégique s'inspire de nos valeurs, à savoir la santé et la sécurité, l'excellence, la gestion responsable et l'innovation. La sécurité revêt, pour nous, la plus haute importance, car notre milieu de travail peut poser des risques. Nous prenons très au sérieux les responsabilités qui nous incombent en qualité de gestionnaire responsable d'actifs essentiels pour la province. Nous gérons ces actifs avec prudence et transparence tout en optimisant leur valeur commerciale et leur utilité pour notre clientèle. Notre recherche de l'excellence passe par la formation de notre personnel et par les moyens dont nous nous dotons pour rendre des services de grande qualité. Nous privilégions l'innovation, puisque celle-ci nous permet d'accroître notre productivité, et mettons au point de meilleures méthodes, pour répondre aux besoins de nos abonnés. En 2011, nous nous sommes encore concentrés sur notre activité principale et notre engagement envers nos abonnés, nous avons maintenu, voire fortement amélioré, le rendement de divers aspects clés de notre société et nous avons grandement contribué à la modernisation du réseau d'infrastructures de base de l'Ontario tout en continuant à satisfaire aux exigences de la Loi sur l'énergie verte (la « LEV »).

Nous gérons notre entreprise en observant la structure de gouvernance suivante :



Activité principale et stratégie

Notre stratégie d'entreprise s'appuie sur notre mission, notre vision et nos valeurs. Nos buts stratégiques, dont il est fait mention à la rubrique « Notre stratégie », reprennent les valeurs fondamentales de notre entreprise. Notre stratégie touche tous les aspects de notre activité principale, à savoir la santé et la sécurité, nos abonnés, l'innovation, la fiabilité et l'efficacité de nos réseaux, l'environnement, notre personnel, la valeur pour l'actionnaire et la productivité.

Principaux facteurs de rendement

Nous avons établi les facteurs de rendement essentiels pour l'atteinte de nos buts stratégiques. Chaque facteur permet d'évaluer précisément notre réussite à l'égard de l'atteinte d'un but donné. Tous les ans, nous établissons des cibles de rendement propres à chaque facteur dans le but d'atteindre nos buts stratégiques au fil du temps. Par exemple, nous faisons le suivi du nombre d'abonnés ayant adopté le mode de tarification fondé sur la période d'utilisation, pour refléter notre engagement envers l'innovation continue, et utilisons le Collaborative Planning Index pour souligner notre engagement à l'égard de la productivité et de la rentabilité. La réduction des émissions de gaz carbonique témoigne de notre engagement envers la protection de l'environnement. Ces facteurs, tout comme d'autres principaux facteurs de rendement, sont inclus dans l'analyse de nos mesures de rendement à la rubrique « Mesures et cibles de rendement ».

Capacité à fournir des résultats

Nous continuons à suivre une démarche équilibrée reposant sur les résultats, alors que nous cherchons à gérer nos principaux facteurs de rendement et à obtenir des résultats, tous les ans sans exception. En 2011, nous avons établi 17 cibles souples et en avons atteint ou dépassé 13 d'entre elles, ce qui est cohérent avec nos résultats de l'exercice

précédent, alors que nous avions atteint ou dépassé 14 des 18 cibles souples. Nous serons en mesure de fournir une énergie propre et renouvelable en Ontario grâce à la mise en œuvre de notre projet de renforcement du réseau de transport entre Bruce et Milton, qui créera un nouveau corridor d'énergie propre en Ontario. Nous avons atteint notre cible pour les abonnés assujettis au mode de tarification fondé sur la période d'utilisation en date du 30 juin 2011. À la clôture de l'exercice à l'étude, plus de 1 190 000 abonnés avaient adopté ce mode de tarification. Nous avons dépassé notre cible visant à réduire au minimum la durée des interruptions de service imprévues de notre entreprise de transport. Les résultats de nos efforts sont analysés en détail à la rubrique « Mesures et cibles de rendement ». Les risques inhérents au contexte de la réglementation en matière d'environnement, à notre entreprise, à notre personnel et à la conjoncture économique réduisent notre capacité à fournir des résultats dans chacun de nos domaines d'activité stratégiques. Ces risques, ainsi que nos stratégies visant à les atténuer, sont traités à la rubrique « Gestion des risques et facteurs de risque ».

Résultats et perspectives

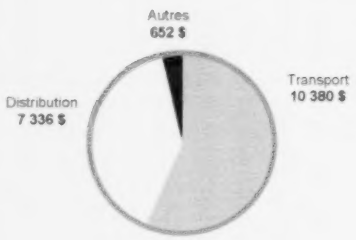
En 2011, nos grands paramètres financiers sont demeurés solides, le bénéfice net de l'exercice s'établissant à 641 millions de dollars. Nos besoins en matière de produits tirés des entreprises de transport et de distribution approuvés par la CEO pour 2011 se sont élevés, respectivement, à 1 346 millions de dollars et à 1 218 millions de dollars. Les tarifs approuvés appuient nos programmes de travaux requis pour soutenir notre infrastructure essentielle et investir dans un réseau d'électricité durable appuyant une production d'énergie renouvelable et plus propre. Nous avons maintenu une note de solvabilité de catégorie « A », et avons réussi à obtenir du financement par emprunt de 700 millions de dollars, tout en remboursant une tranche de 500 millions de dollars de la dette échéant au cours de l'exercice. Une analyse complète de nos résultats d'exploitation et de nos activités de financement est présentée aux rubriques « Résultats d'exploitation » et « Situation de trésorerie et sources de financement ».

En 2011, nous avons engagé plus de 1,4 milliard de dollars au titre des dépenses en immobilisations pour améliorer la fiabilité et le rendement de notre réseau, pallier la vétusté du réseau d'électricité, permettre une nouvelle production et améliorer notre service à la clientèle. Nos dépenses en immobilisations pour les quelques prochains exercices incluent les dépenses nécessaires à la construction de l'infrastructure essentielle, conformément au plan énergétique à long terme (le « PÉLT »), en fonction des recommandations formulées par l'Office de l'électricité de l'Ontario (l'« OEO ») et les dépenses requises pour traiter l'infrastructure vieillissante. Nos dépenses en immobilisations futures sont présentées plus en détail à la rubrique « Dépenses en immobilisations futures ».

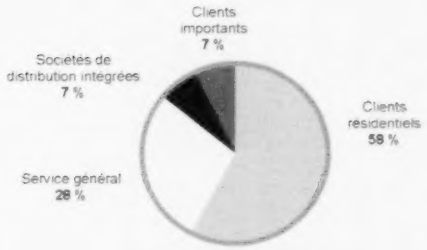
VUE D'ENSEMBLE

Transport

Notre société possède et exploite la quasi-totalité du réseau de transport d'électricité de l'Ontario. Notre réseau de transport constitue un réseau intégré qui est surveillé, contrôlé et géré à partir de notre centre de contrôle du réseau de l'Ontario. Notre réseau fonctionne sur des distances relativement longues et relie plusieurs installations de production importantes à des postes de transport et à des centres de distribution régionaux plus vastes. En 2011, les produits tirés du transport se sont élevés à 1 389 millions de dollars, surtout grâce aux quelque 141 TWh d'électricité que nous avons acheminés directement ou indirectement à la quasi-totalité des consommateurs d'électricité en Ontario. Notre réseau de transport est l'un des plus importants en Amérique du Nord et rejoint cinq territoires contigus au moyen de 26 interconnexions, qui nous permettent d'importer environ 4 600 MW et d'exporter quelque 6 000 MW d'électricité. Au chapitre des actifs, notre entreprise de transport représente notre secteur d'activité le plus important puisqu'elle regroupe environ 57 % du total de nos actifs.



Total de l'actif
31 décembre 2011
(en millions de dollars CA)



Produits tirés de la distribution en 2011

Distribution

Notre réseau de distribution est le plus vaste en Ontario et couvre près de 75 % de la province. Il dessert quelque 1,4 million d'abonnés en milieu rural ou urbain, des entreprises de distribution locales (les « EDL ») raccordées au réseau de distribution et 435 clients importants. Nous exploitons aussi de petits réseaux de production et de distribution réglementés dans diverses collectivités éloignées du Nord de l'Ontario qui ne sont pas raccordées au réseau d'électricité provincial. En 2011, nous avons tiré de la distribution des produits qui totalisent 4 019 millions de dollars. Comme l'illustre le graphique ci-contre, nos abonnés résidentiels génèrent plus de la moitié de nos produits tirés de la distribution. Au chapitre des actifs, notre entreprise de distribution regroupe environ 40 % du total.

Divers

Le secteur d'activité Divers a dégagé des produits de 63 millions de dollars en 2011 et compte des actifs d'environ 652 millions de dollars, ce qui représente 3 % du total de nos actifs. Ce secteur se compose essentiellement des activités de notre filiale en propriété exclusive, Hydro One Telecom Inc. (« Hydro One Telecom »), qui commercialise une capacité de transport par fibre optique auprès d'entreprises de télécommunications et de clients commerciaux qui ont besoin de réseaux à large bande, y compris un réseau optique spécialisé fournissant une connectivité sûre de grande capacité à de nombreux centres de soins de santé en Ontario.

Notre stratégie

Notre stratégie d'entreprise est dictée par notre mission, notre vision et nos valeurs. Notre mission et notre vision consistent à être une société novatrice et de confiance qui fournit une source d'électricité de manière sécuritaire, fiable et efficiente afin de créer de la valeur pour nos clients. Nos valeurs reflètent nos croyances fondamentales, à savoir les suivantes :

Santé et sécurité. Rien n'est plus important que la santé et la sécurité de nos employés, des tiers qui travaillent sur nos propriétés ainsi que du grand public.

Excellence. Nous atteignons l'excellence grâce à nos programmes de formation continue, afin d'être prêts et outillés pour fournir avec intégrité des services de haute qualité et rentables.

Gestion responsable. Nous investissons dans nos actifs et notre personnel de manière à bâtir un réseau d'électricité sécuritaire et durable sur le plan environnemental et d'un point de vue commercial.

Innovation. Nous innovons grâce à de nouveaux processus, à notre personnel et à la technologie qui nous permettront de trouver de nouvelles solutions pour répondre aux besoins de notre clientèle.

Nous avons huit objectifs stratégiques qui sont inextricablement liés. Ils favorisent l'accomplissement de notre mission et la concrétisation de notre vision.

Créer un milieu de travail où ne survient aucune blessure et assurer la sécurité du public. La santé et la sécurité doivent faire partie intégrante de l'ensemble de nos activités. Nous devons continuer à créer un engouement pour la prévention en matière de blessures. Nous allons renforcer notre culture en matière de sécurité déjà bien établie grâce à notre programme Objectif zéro (*Journey to Zero*) et atteindre des résultats de classe mondiale. Nous continuerons à soutenir que la santé et la sécurité de nos employés est ce qui prime.

Répondre aux besoins de nos abonnés. Nous respectons nos engagements, faisons de nos clients la pierre angulaire de notre planification, communiquons de manière efficace, coordonnons l'ensemble des unités d'affaires et optimisons les occasions d'améliorer notre image de marque.

Innovation continue. L'innovation constitue l'une de nos valeurs fondamentales et est essentielle pour accomplir notre mission et concrétiser notre vision. Au cours des deux prochaines décennies, nous proposerons des solutions novatrices qui amélioreront la fiabilité et l'efficience de nos réseaux de transport et de distribution et nous rehausserons la capacité de nos abonnés à mieux gérer leurs coûts d'énergie. Le réseau de distribution de pointe (le « RDP ») est un élément clé de nos investissements axés sur l'innovation et permettra d'améliorer le fonctionnement de notre réseau et d'offrir une valeur accrue à nos clients.

Bâtir et entretenir des réseaux de transport et de distribution fiables et rentables. Notre stratégie en matière de transport consiste à maintenir, à l'échelle de la province, un réseau solide et fiable qui peut combler les nouveaux besoins de production de la province, à gérer nos actifs vieillissants et à répondre à la demande d'électricité grâce à une expansion prudente et à un entretien efficace. Notre stratégie en matière de distribution vise à intégrer la technologie du RDP pour offrir davantage de visibilité, rehausser le contrôle accru et améliorer le service à la clientèle, soutenir le raccordement de sources d'énergie renouvelable, réaliser des gains d'efficience en tirant avantage de la technologie et du rendement historique de notre réseau de transport, fournir des services fiables et rentables dans diverses régions et faire preuve d'ouverture face aux possibilités de rationaliser le secteur de la distribution.

Protéger et préserver l'environnement pour les générations futures. Conformément à notre valeur portant sur la gestion responsable, nous jouons un rôle de premier plan dans la réduction de l'empreinte carbonique de l'Ontario en offrant une énergie propre et renouvelable et en instaurant des mesures qui permettent à nos abonnés de gérer et de réduire leur consommation d'énergie.

Rehausser notre gestion de talents. Nous sommes convaincus que notre principale force réside dans l'expertise de notre personnel. Pour maintenir cet avantage, nous devons régler les questions concernant la structure organisationnelle, la structure démographique de la main-d'œuvre, la diversité, le développement de compétences de base cruciales ainsi que la rétention des compétences et des connaissances. Notre stratégie en matière de main-d'œuvre nous permettra de réaliser des gains appréciables en ce qui concerne la souplesse de la main-d'œuvre, l'amélioration de la productivité et la réduction des coûts.

Maintenir une culture d'entreprise qui accroît la valeur du placement de notre actionnaire. Nous nous sommes engagés à maintenir nos tarifs le plus bas possible pour nos clients et à offrir un revenu, notamment sous forme de dividendes, à notre actionnaire. Pour ce faire, nous continuerons à nous concentrer sur la réduction des coûts, sur la gestion efficace de nos actifs et sur l'accroissement de notre productivité.

Accroître notre productivité et notre rentabilité. Pour accomplir notre mission et concrétiser notre vision, nous devons constamment chercher à rehausser notre productivité au moyen d'une gestion efficace des coûts. La productivité est l'un des éléments clés à l'atteinte de nos autres objectifs stratégiques et, en particulier, à la création de valeur pour nos clients et pour notre actionnaire.

Nous sommes conscients du rôle pivot que jouera l'innovation dans la construction d'un réseau d'électricité intelligent qui favorisera un environnement sain en Ontario. Nous entendons devenir le chef de file de notre secteur en mettant l'innovation au service de l'économie de la province et de ses résidents.

Mesures et cibles de rendement

Pour mesurer notre rendement et établir nos cibles de rendement, nous utilisons la méthode du tableau de bord prospectif. Tout au long de l'exercice, nous surveillons étroitement les principaux facteurs de rendement afin d'atteindre nos objectifs stratégiques. En 2011, nous avons atteint ou dépassé 13 de nos 17 cibles souples. Dans l'ensemble, nous progressons vers la réalisation de nos buts stratégiques.

Créer un milieu de travail où ne survient aucune blessure et assurer la sécurité du public

La sécurité est au centre des préoccupations de la société et son premier objectif stratégique clé. La sécurité de nos employés revêt la plus grande importance. En 2011, nous avons établi que les soins médicaux, c'est-à-dire les blessures nécessitant un traitement administré par un médecin (autres que les premiers soins), constituaient la mesure de rendement pour cet objectif stratégique. Cette mesure tient compte des incidents signalés à

la Commission de la sécurité professionnelle et de l'assurance contre les accidents du travail et est calculée selon le nombre de soins médicaux administrés par tranche de 200 000 heures travaillées. En 2011, nous avons fixé une cible d'au plus 2,2 incidents par 200 000 heures travaillées. Afin d'atteindre cette cible, nous avons entrepris un certain nombre d'activités, comme, notamment l'accent continu sur l'amélioration de la santé et de la sécurité grâce à des séances face à face, à la poursuite de notre programme Objectif zéro, à une meilleure surveillance des compétences obligatoires et à la formation sur la sécurité, à un meilleur programme de formation et d'évaluation des conducteurs et à un encadrement sur le terrain afin d'accroître les attentes des superviseurs et du personnel. En 2011, le nombre d'incidents a augmenté, et nous n'avons donc pas atteint cette cible.

Répondre aux besoins de nos abonnés

La satisfaction de la clientèle permet de mesurer le degré de satisfaction de nos clients des secteurs du transport et de la distribution à l'égard du service offert par notre société. La notoriété de la société exerce une influence clé sur la satisfaction de la clientèle, et nous poursuivons nos efforts pour la rehausser. La satisfaction de la clientèle se mesure en fonction des résultats obtenus de divers sondages qui sont effectués auprès des clients par des tiers indépendants pour le compte de Hydro One. Pour les abonnés du secteur du transport en 2011, nous avons ciblé un taux de satisfaction de 89 %, cible que nous n'avons pas atteinte. Pour nos abonnés du secteur de la distribution, nous cherchions à atteindre un taux de satisfaction de 8[illegible] %, cible que nous n'avons pas atteinte.

Malgré ces résultats, E Source Review nous a honorés et nous a classés au troisième rang parmi les sociétés d'électricité et de gaz au Canada à offrir à la clientèle une expérience positive, par l'intermédiaire de notre système de téléphone automatisé, le système de réponse vocale interactive. En outre, l'Association canadienne de l'électricité (« ACÉ ») nous a décerné le prix Électricité durable pour le volet Responsabilité sociale en reconnaissance de notre leadership dans l'engagement de nos parties prenantes. Ce prix souligne un des projets portant sur nos interventions dans des foires commerciales dans toute la province afin de promouvoir l'événement « Understanding Your Power » auprès des clients et des parties prenantes.

Mettre l'accent sur l'innovation continue pour maintenir un réseau de distribution moderne, souple et perfectionné

Nous cherchons à concevoir et à proposer des solutions novatrices qui amélioreront la fiabilité et l'efficience de nos services d'électricité et qui permettront à nos abonnés de mieux gérer leurs coûts énergétiques. La facturation de clients assujettis au mode de tarification fondé sur la période d'utilisation représente la dernière étape de la mise en œuvre de notre projet des compteurs intelligents. Nous avons établi un jalon de 1 050 000 abonnés assujettis au mode de tarification fondé sur la période d'utilisation pour 2011. L'implantation du réseau d'énergie verte s'inscrit dans le cadre de notre conformité à la LEV et de notre stratégie à l'endroit de l'innovation. Nous cherchons à atteindre, en pourcentage, un certain nombre de jalons pour les projets des compteurs intelligents pour lesquels les abonnés ont adopté la tarification fondée sur la période d'utilisation et de l'implantation du réseau d'énergie verte, projets conçus afin de réaliser les objectifs de la LEV. Nous avions pour cible d'atteindre 90 % de l'ensemble des jalons établis pour toutes ces initiatives d'ici la clôture de l'exercice. Nous avons dépassé notre cible pour 2011.

En 2011, nous avons été honorés, et deux prix nous ont été attribués. Le Utilities Telecom Council nous a décerné le prix Apex en reconnaissance de l'excellence, de l'innovation et du service offert aux collectivités que nous desservons, démontrés par notre réseau de communications et l'installation de six postes de base WiMax qui assurent les communications sans fil pour tester les applications du réseau intelligent. De plus, Utilimetrics nous a accordé le prix d'excellence en gestion de projet pour souligner la mise en place de compteurs intelligents et la conversion des abonnés à la facturation fondée sur la période d'utilisation.

Bâtir et entretenir des réseaux de transport et de distribution fiables et rentables

En qualité de gestionnaire responsable du réseau d'électricité de l'Ontario, nous cherchons à approfondir et à conserver la confiance que nous accorde le public et qu'inspirent nos activités. En 2011, nous avons continué d'axer nos efforts sur cette priorité stratégique en investissant dans les principaux actifs du réseau de distribution d'électricité et en exploitant le réseau existant de manière sûre, fiable et efficace. La fiabilité du réseau de transport est évaluée par la fréquence et la durée des interruptions de service imprévues. La fiabilité du réseau de distribution est évaluée par la durée des interruptions de service aux abonnés. Les résultats de notre rendement sont comparés à ceux obtenus par d'autres grandes sociétés membres de l'ACÉ. La fiabilité est tributaires des conditions météorologiques, et par conséquent, pour atteindre des résultats, nous devons obtenir un bon rendement tant de

nos réseaux de transport que de ceux de distribution. Nous sommes conscients du fait que, quelle que soit leur taille, les entreprises ont besoin d'un service fiable afin de pouvoir livrer leurs produits et leurs services et que les abonnés s'attendent à ce que les interruptions soient d'une durée raisonnablement limitée.

En ce qui concerne le réseau de transport, en 2011, nous avons ciblé 0,25 interruption par point de livraison quant à la fréquence des interruptions imprévues. À la clôture de l'exercice, la fréquence réelle des interruptions imprévues pour les abonnés était de 0,21. Nous avons amplement atteint la cible.

Quant à la durée des interruptions imprévues sur le réseau du transport, la cible était de 15 minutes par point de livraison. La durée des interruptions imprévues à la clôture de l'exercice s'établissait à 8,9 minutes. Nous avons amplement atteint la cible.

Du côté de la distribution, la cible pour 2011 quant à la durée des interruptions avait été établie à 6,8 heures par abonné. Le nombre de tempêtes survenues en décembre 2011 responsables de l'interruption du service d'un grand nombre d'abonnés sur plusieurs jours a eu une incidence négative sur la durée des interruptions sur toute l'année. Par conséquent, la durée des interruptions a été de 6,9 heures, ou 0,1 heure de plus que la cible. Nous n'avons par conséquent pas atteint notre cible.

Protéger et préserver l'environnement pour les générations futures

Les mesures que nous prenons pour protéger l'environnement sont conformes à la LEV et témoigne de notre engagement à livrer une énergie propre et renouvelable. Nous avons établi trois principaux paramètres du rendement pour 2011 : i) le PÉLT et le projet de renforcement du réseau de transport entre Bruce et Milton, ii) la réduction des gaz à effet de serre et iii) la conservation et la gestion de la demande (la « CGD »)

Le PÉLT de la province, mis en place en 2010, comporte cinq projets prioritaires qui devront être achevés d'ici 2018, et qui assureront que la mixité des sources d'approvisionnement croissante provenant de la production renouvelable puisse être transmise de façon fiable dans toute la province. Aux termes du PÉLT, nous devons concevoir trois de ces projets. Ces trois projets prioritaires et nos travaux continus dans le cadre du projet de Bruce et de Milton sont conformes à nos engagements de protéger l'environnement et de soutenir la LEV. Pour le PÉLT, nous voulions atteindre les étapes clés qui nous permettraient de réaliser avec succès les phases de développement des trois projets. En ce qui concerne le projet de renforcement du réseau de transport entre Bruce et Milton, nous visions un achèvement à 90 % des étapes cruciales aux dates fixées en 2011. Nous avons dépassé notre cible relativement aux projets du PÉLT et du projet de renforcement du réseau de transport entre Bruce et Milton pour 2011.

Quant à la réduction des gaz à effet de serre, nous avons établi une cible d'élimination de 2 736 tonnes métriques de gaz à effet de serre au moyen des mesures suivantes : a) le programme portant sur le parc de véhicules (150 tonnes) b) le programme de réduction des émissions d'hexafluorure de soufre (SF_6) (2 536 tonnes) et c) la consommation d'électricité des installations (50 tonnes). Nous avons réussi à éliminer 3 555 tonnes métriques de gaz à effet de serre au moyen de ces mesures, et avons donc dépassé notre cible.

Pour ce qui est de la CGD, Hydro One est tenue de se conformer au code de la CGD de la CEO et d'atteindre les cibles fixées pour nous au cours de la période allant de 2011 à 2014. Pour 2011, nous avons établi un plan d'entreprise afin d'atteindre à 90 % les étapes clés prévues pour ces programmes en 2011. Nous avons atteint toutes les étapes clés, et avons dépassé notre cible pour 2011.

Rehausser notre gestion de talents

Nos atouts les plus précieux sont nos employés. Nous continuons à concentrer nos efforts, surtout dans les activités de perfectionnement des employés et des cadres, sur l'accroissement de l'esprit d'engagement des employés à l'égard de notre société. Un personnel engagé adhère aux valeurs de sécurité, de gestion, d'excellence et d'innovation. Nous avons commencé à mesurer et à améliorer cet esprit d'engagement en 2008 au moyen d'un sondage géré par un tiers expert indépendant, son objectif étant d'améliorer le pointage moyen total d'une année à l'autre. Le taux de réponse en 2011 a été le plus élevé obtenu jusqu'à ce jour, avec un taux de participation de 86 %.

L'objectif de faire passer le pointage réel de 3,70 obtenu en 2010 au pointage moyen total de 3,79 (sur 5) en 2011 a été atteint, car nous avons dépassé notre cible avec un pointage de 3,94.

Maintenir une culture d'entreprise qui accroît la valeur du placement de notre actionnaire

L'atteinte d'un solide rendement financier est établie à l'aide de deux mesures de rendement, soit le bénéfice net et une note de solvabilité élevée. Nos objectifs consistaient à enregistrer un bénéfice net de 613 millions de dollars et à obtenir une note de solvabilité dans la catégorie « A ». Le bénéfice net s'est établi à 641 millions de dollars pour 2011; nous avons par conséquent atteint nos cibles. Par ailleurs, Standard & Poor's (« S&P »), Moody's Investors Service Inc. et DBRS Limited nous ont attribué des notes de solvabilité à long terme dans la catégorie « A », ce qui est conforme à nos objectifs. Le maintien d'une note de solvabilité dans la catégorie « A » nous permet d'avoir accès au marché des titres de créance à long terme de façon rentable, ce qui est encore plus essentiel dans le contexte actuel des marchés des capitaux et compte tenu de nos besoins de capitaux à moyen terme.

Accroître notre productivité et notre rentabilité

L'un de nos objectifs stratégiques consiste à accroître la productivité par des améliorations de l'efficience et la gestion efficace des coûts. En 2011, cet objectif a été évalué selon les paramètres suivants : les coûts unitaires de transport, les coûts unitaires de distribution, le Collaborative Planning Index et les économies liées au projet Cornerstone.

Pour atteindre nos objectifs liés aux coûts unitaires de transport et aux coûts unitaires de distribution, nous avons comparé les résultats de la société aux mesures de productivité reconnues dans le secteur de l'électricité. Les deux mesures les plus comparables sont les coûts unitaires de transport, calculés comme étant les dépenses en immobilisations de maintien et les charges d'exploitation, d'entretien et d'administration en pourcentage par actif, c'est-à-dire les coûts par tranche de valeur d'actif de l'entreprise de transport et les coûts unitaires de distribution, calculés comme étant les dépenses en immobilisations de maintien et charges d'exploitation, d'entretien et d'administration par kilomètre de ligne, c'est-à-dire les coûts par unité de longueur de ligne de l'entreprise de distribution, et ces mesures ont été adoptées comme nos mesures de rendement. Notre programme de travaux et d'investissement permanent a pour objectif de maintenir et d'améliorer nos éléments d'actif de manière que la fiabilité de la livraison pour nos abonnés soit maintenue ou accrue, et nous avons pour objectif de réaliser ces travaux de façon productive. Pour comparer notre rendement et suivre notre productivité d'une année à l'autre, nous établissons des cibles de coût qui sont mesurées selon un écart de plus ou moins 5 %. Notre cible de coûts unitaires de transport a été établie à 5 %, et Hydro One a atteint cette cible. Sur le plan des coûts unitaires de la distribution, notre cible a été établie à 6 800 $ par kilomètre de ligne. Hydro One a également atteint cette cible.

Le Collaborative Planning Index mesure l'efficacité du flux de travail entre les unités d'affaires et les efficiences résultantes qui favorisent la productivité des équipes. Le Collaborative Planning Index est fondé sur la moyenne de trois paramètres, soit l'attribution du travail (qui correspond au décaissement des fonds au niveau du programme et du projet à l'égard des travaux définis et acceptés par les groupes affectés à l'exploitation), l'indice de planification (qui correspond à la mesure en pourcentage du nombre total de commandes de matériel entrées dans le système, divisé selon les délais de production dont les parties prenantes ont convenu) et le taux d'exécution des commandes (qui correspond à la mesure en pourcentage du nombre de commandes qui ont été livrées au bon endroit, au bon moment par le nombre total de commandes de matériel). Pour 2011, nous visions une moyenne de 87 % pour ces trois paramètres, et nous avons dépassé cette cible.

Le programme Cornerstone a trait au remplacement graduel des systèmes clés de technologie de l'information. Dans le cadre de ce projet, on examine divers processus afin de repérer des possibilités d'économie dans les diverses unités d'affaires. Pour 2011, nous visions des économies de 38,5 millions de dollars, et cette cible a été dépassée, puisque nous avons dégagé des économies de 41,3 millions de dollars grâce à nos mesures stratégiques en matière d'achats, de réduction de l'effectif et de diminution du nombre d'applications de la technologie de l'information et leurs coûts liés au soutien des préposés.

RÉGLEMENTATION

Nos activités de transport et de distribution d'électricité sont autorisées et régies par la CEO. Cet organisme établit les tarifs à la suite d'audiences publiques écrites ou verbales. Nos produits tirés du transport proviennent principalement de nos tarifs de transport, lesquels sont fondés sur les tarifs de transport provinciaux uniformes approuvés par la CEO pour tous les transporteurs de la province. Nos produits tirés de la distribution résultent surtout de nos tarifs de distribution, qui sont eux aussi fondés sur les tarifs approuvés par la CEO, et du recouvrement des coûts d'achat de l'électricité que consomme notre clientèle. Par conséquent, notre entreprise de distribution est à l'abri du risque de prix. Les tarifs de transport et de distribution sont fondés sur des besoins approuvés en matière de produits qui prévoient le recouvrement des coûts et tiennent compte d'un rendement des capitaux propres ordinaires présumés. De plus, la CEO approuve des tarifs provisoires afin de permettre le recouvrement ou le règlement d'actifs et de passifs réglementaires précis au cours d'une période donnée.

Tarifs d'électricité

Selon la structure actuelle du marché, les petits consommateurs et consommateurs désignés paient des tarifs d'électricité établis au moyen d'une grille tarifaire réglementée (la « GTR »), et les consommateurs du marché de gros de l'électricité paient une combinaison de prix réglementés, de prix contractuels et de prix sur le marché de gros au comptant. Auparavant, la CEO fixait les prix pour les clients admissibles à la GTR à partir d'une structure tarifaire à deux niveaux qui comportait des seuils fondés sur la consommation saisonnière. Actuellement, la CEO fixe également les prix pour les clients admissibles à la GTR à partir d'une structure tarifaire à trois niveaux qui comporte des seuils fondés sur la période d'utilisation. Les déficits ou paiements excédentaires imprévus associés à la GTR sont temporairement financés par l'OEO. Les prix sont revus tous les six mois et peuvent changer selon les prévisions mises à jour par la CEO et tout écart cumulé entre le montant que les abonnés ont payé pour l'électricité et le montant payé aux producteurs au cours de la période précédente.

À compter du 1er mai 2010, nous avons commencé à faire passer nos abonnés à un mode de tarification fondé sur la période d'utilisation. Le 4 août 2010, la CEO a publié une ordonnance définitive stipulant l'application du mode de tarification fondé sur la période d'utilisation pour les clients admissibles à la GTR en fixant une date d'application obligatoire pour chaque distributeur d'électricité. Selon l'ordonnance définitive, les clients admissibles à la GTR devaient passer au mode de tarification fondé sur la période d'utilisation avant la fin de juin 2011. Le 16 septembre 2010, nous avons déposé une demande auprès de la CEO afin d'être exemptés de l'obligation de facturer selon la période d'utilisation environ 150 000 clients de régions rurales et peu peuplées de notre territoire de service, lesquelles n'avaient pas accès à l'infrastructure des compteurs intelligents. Au début de 2011, la CEO a approuvé notre demande d'exemption jusqu'à la fin de 2012. Au 30 juin 2011, nous avions plus de un million de clients assujettis au mode de tarification fondé sur la période d'utilisation, ce qui était conforme à la cible de la CEO. À la fin de 2011, nous avions fait passer la plupart de nos autres clients au mode de tarification fondé sur la période d'utilisation. Nous continuons d'évaluer différentes options concernant les 150 000 clients exemptés.

Comme elle l'avait annoncé dans ses Perspectives économiques et revue financière de 2010, la province a adopté la *Loi de 2010 sur la prestation ontarienne pour l'énergie propre*, qui vise à aider les consommateurs d'électricité en Ontario dans la transition vers un réseau d'électricité plus propre. En vertu de cette loi, les consommateurs résidentiels, les fermes et les petites entreprises admissibles reçoivent une aide financière correspondant à un crédit de 10 %, relativement à leurs coûts totaux d'électricité facturés, compte tenu des taxes. Cette aide offerte aux abonnés admissibles est d'une durée de cinq ans, à compter du 1er janvier 2011. En janvier 2011, nous avons émis nos premières factures aux abonnés reflétant le crédit de 10 % sur leurs coûts d'électricité.

Les clients qui ne sont pas admissibles à la GTR et les clients du marché de gros paient le prix du marché de l'électricité ajusté pour tenir compte de l'écart entre ce prix et ceux versés aux producteurs en vertu de la *Loi de 1998 sur l'électricité*. La Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (« SIERE ») est responsable de la supervision et de l'exploitation du marché de gros ainsi que du maintien de la fiabilité du réseau intégré d'électricité.

LEV et PÉLT

En plus du rôle de supervision joué par la CEO et de ceux de surveillance du marché et de coordination confiés à la SIERE, l'OEO a été créée en vertu de la *Loi de 2004 sur la restructuration du secteur de l'électricité* pour, notamment, assurer l'approvisionnement à long terme en électricité, faciliter la gestion et la conservation de la charge et favoriser la stabilité des tarifs exigés des clients admissibles à la GTR. Dans le cadre de son mandat et conformément aux objectifs de la province en matière de mixité des sources d'approvisionnement, l'OEO a mis au point le Plan pour le réseau d'électricité intégré (le « PREI ») et l'a soumis à la CEO pour examen et approbation en août 2007. Le 17 septembre 2008, le gouvernement de l'Ontario avait demandé à l'OEO de réviser une partie du PREI proposé afin de mettre l'accent sur l'énergie renouvelable et la conservation des ressources énergétiques, ainsi que d'entreprendre un processus amélioré de consultation des Premières nations et des communautés métis. Par suite de la directive du ministre de l'Énergie et de l'Infrastructure de l'époque, le CEO a suspendu son examen du PREI le 2 octobre 2008.

Le 14 mai 2009, la LEV a été adoptée par l'Assemblée législative de l'Ontario. Le 21 septembre 2009, en vue de soutenir la LEV et d'aider au transport d'énergie renouvelable sur le réseau, nous avons reçu une lettre de l'ancien ministre de l'Énergie et de l'Infrastructure nous demandant d'entreprendre, dans les plus brefs délais, la planification et la mise sur pied de 20 projets de transport importants. Le 7 mai 2010, le ministre de l'Énergie et de l'Infrastructure de l'époque nous a demandé de nous concentrer sur les éléments essentiels à l'exploitation sécuritaire et fiable de nos actifs existants, aux projets en cours et approuvés par la CEO ou au raccordement de projets de production d'énergie renouvelable déjà désignés par l'OEO comme faisant partie des priorités de la province en matière d'énergie verte. Par conséquent, nous avons décidé de suspendre nos travaux portant sur les 20 projets de transport importants. Le 26 août 2010, la CEO a rendu publique sa nouvelle politique intitulée Framework for Transmission Project Development Plans. Cette politique fixe un cadre pour les nouveaux investissements dans le transport en Ontario en instaurant un système de concurrence pour le développement de nouvelles lignes de transport au moyen d'une invitation ouverte à soumissionner. Le 29 mars 2011, le ministre de l'Énergie a exprimé l'intérêt que suscitait l'amorce par la CEO du processus de désignation pour la ligne de raccordement Est-Ouest pour la province. Le tracé envisagé représente une ligne à double circuit de 230 kV, d'une longueur de 400 km qui devrait longer un corridor de transport existant de Hydro One Networks Inc. (« Hydro One Networks ») le long de la rive nord du lac Supérieur entre les postes de transformation de Hydro One à Wawa à l'est et la tête des Grands Lacs à l'Ouest. L'OEO a fixé à 2017 la date de la mise en service dans son rapport publié le 30 juin 2011. La ligne de raccordement Est-Ouest, un partenariat à parts égales de trois entités, dont Hydro One, cherche à obtenir actuellement un permis de transport pour participer au processus de soumission sur le raccordement Est-Ouest. Six autres soumissionnaires sont éventuellement intéressés à ce projet. La CEO a convoqué à une série de réunions tous les soumissionnaires éventuels, l'OEO, la SIERE et les transporteurs sortants en janvier et en février 2012 pour discuter des particularités du processus. Le 2 février 2012, la CEO a émis un avis d'audience, invitant tous les transporteurs d'énergie enregistrés à soumettre un plan d'aménagement. La date de dépôt de ces plans sera établie en temps opportun.

Une modification des conditions des permis réputées de la *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*, présentée dans la LEV, exige que les distributeurs fournissent un accès prioritaire au raccordement aux installations de production d'énergie renouvelable admissibles et préparent des plans devant être adoptés par la CEO, indiquant les mesures d'élargissement ou de renforcement du réseau de distribution visant à permettre le raccordement des installations de production d'énergie renouvelable.

L'OEO continue d'acquérir d'autres sources d'énergie renouvelable et plus propre en Ontario. Le 1er octobre 2009, l'OEO a lancé le Programme de tarifs de rachat garantis (le « Programme de TRG ») conformément à la directive reçue du ministre de l'Énergie et de l'Infrastructure de l'époque. Ce programme vise l'acquisition d'une quantité pouvant aller jusqu'à 50 MW d'énergie provenant d'une grande variété de sources d'énergie renouvelable, notamment l'énergie éolienne, solaire, photovoltaïque, bioénergétique et hydraulique. Le 31 octobre 2011, le ministre de l'Énergie a annoncé le début de l'examen planifié du Programme de TRG. L'examen portera sur diverses questions, notamment la réduction des tarifs pour le Programme de TRG. De nouveaux tarifs applicables aux contrats conclus aux termes du Programme de TRG seront établis avec soin afin d'équilibrer les intérêts des contribuables et le besoin d'encourager de nouveaux investissements dans l'énergie propre. L'examen n'aura pas d'incidence sur les contrats conclus aux termes du Programme de TRG en vigueur avant le 31 octobre 2011. Toutes les autres demandes seront assujetties aux nouvelles règles et à la nouvelle grille tarifaire une fois que l'examen du Programme de TRG sera terminé. Les parties prenantes ont pu formuler des observations et présenter

des soumissions écrites jusqu'au 14 décembre 2011. Nous avons soumis des commentaires et participé à certains forums dans le cadre de l'examen.

Le 23 novembre 2010, le ministère de l'Énergie a annoncé le PÉLT de l'Ontario qui établit les besoins prévus en électricité de la province jusqu'en 2030 et soutient les efforts continus d'une production d'énergie renouvelable et plus propre. Le PÉLT porte sur sept principaux aspects : demande, approvisionnement, conservation, transport, communautés autochtones, dépenses en immobilisations et tarifs d'électricité. Le 17 février 2011, la province a émis une directive sur l'approvisionnement diversifié pour demander à l'OEO de préparer un PREI de 20 ans afin d'atteindre les buts définis dans le PÉLT. La directive sur l'approvisionnement diversifié constituera le fondement d'un nouveau PREI. Le 9 mai 2011, l'OEO a annoncé le début des consultations en vue de mettre à jour le PREI de la province et a publié le document IPSP Planning and Consultation Overview. Quatre séances de consultation ont eu lieu en mai. L'OEO a demandé aux parties prenantes de lui fournir ses commentaires sur le PREI au plus tard le 17 juin 2011. Nous avons soumis nos commentaires ce jour même. Les commentaires des parties prenantes feront partie des éléments fournis par l'OEO lors de sa soumission du PREI révisé à la CEO pour examen.

Le 28 février 2011, la CEO a rendu une décision qui modifie le permis de transport de Hydro One Networks, conformément à une directive émanant du ministre de l'Énergie. En raison de la modification de son permis, Hydro One Networks est tenue d'élaborer ces projets et, soit d'en demander l'approbation soit de mettre en œuvre des projets de transport spécifiques et des mises à niveau afin de permettre l'approvisionnement en énergie renouvelable additionnelle de façon sécuritaire et fiable conformément aux recommandations de l'OEO. Dans une lettre datée du 7 avril 2011, l'OEO a défini l'étendue et le calendrier en vue d'accroître la capacité de court-circuit ou la capacité des transformateurs de 10 à 15 postes de transformation mentionnés dans le permis aux fins de la production d'énergie renouvelable à petite échelle. D'autres solutions ont été déterminées pour trois de ces postes et la reprise des améliorations des sept autres postes est limitée (se reporter à la rubrique « Dépenses en immobilisations futures »). Au 30 juin 2011, nous avons reçu une lettre de l'OEO incluant des recommandations sur l'étendue et le calendrier concernant la reconnexion de deux circuits entre Sarnia et London, pour le projet de mise à niveau du réseau de transport de l'ouest de London, afin de permettre le raccordement d'installations de production d'énergie renouvelable additionnelle dans la région de l'ouest de London, selon une date de mise en service applicable en décembre 2014. Le 3 octobre 2011, nous avons reçu une lettre de l'OEO qui incluait des recommandations sur l'étendue et le calendrier du projet prioritaire de compensation réactive dans le sud-ouest de l'Ontario, auparavant le « projet de compensation dans le sud-ouest de l'Ontario ». Après avoir évalué les options, l'OEO nous a recommandé d'installer un compensateur voltampère réactif statique au poste de commutation Milton afin d'accroître la capacité du réseau de transport Bruce. Nous attendons la recommandation de l'OEO au sujet de la construction d'une ligne de transport dans le sud-ouest de la ville de London.

Codes des réseaux de transport et de distribution

En 2009, la CEO a entrepris un examen de ses codes, règlements et directives dans le cadre de la LEV. Le 20 octobre 2009, la CEO a parachevé les modifications au Code des réseaux de transport (le « CRT »), et a adopté une démarche « hybride » pour répartir la responsabilité des coûts entre les transporteurs et les producteurs pour les installations d'implantation. Les installations d'implantation sont des lignes ou des postes permettant de raccorder deux installations de production d'énergie renouvelable ou plus au réseau de transport. La solution hybride voit initialement un regroupement des coûts des lignes d'implantation par le transporteur, les producteurs payant leur quote-part en fonction de leur capacité lorsqu'ils seraient prêts à se raccorder. Pour être admissibles à ce traitement des coûts, les installations d'implantation doivent satisfaire certaines exigences précises présentées dans le CRT.

Les modifications du Code des réseaux de distribution (le « CRD »), parachevées le 21 octobre 2009, révisaient la démarche de la CEO et répartissaient la responsabilité des coûts entre un distributeur et un producteur pour le raccordement des installations de production d'énergie renouvelable. La CEO a défini trois types d'actifs de distribution associés au raccordement au réseau de production d'énergie renouvelable : actifs de raccordement, actifs d'agrandissement et améliorations liées à l'implantation de l'énergie renouvelable. Pour les producteurs qui se raccordent directement à un réseau de distribution, ceux-ci prendront encore en charge les coûts des actifs de raccordement. En revanche, les distributeurs devront financer tous les frais d'agrandissement prévus dans un plan, les autres frais d'agrandissement demandés par le producteur jusqu'à concurrence de 90 000 $/MW par projet (le producteur payant le reste) et toutes les améliorations liées à l'implantation de l'énergie renouvelable.

Le 30 juin 2010, Hydro One Networks Inc. (« Hydro One Networks »), conformément à son entreprise de distribution, a déposé une demande auprès de la CEO en vue d'être exemptée de certaines règles visant les responsabilités de coûts prévues par le CRD relativement aux projets de production distribuée en vertu du Renewable Energy Standard Offer Program. La demande portait sur la prise en charge de coûts imprévus découlant du raccordement de certaines installations de production d'énergie renouvelable pour les producteurs. Ces producteurs nous ont demandé de se raccorder à notre réseau avant que les modifications ne soient apportées au code le 21 octobre 2009. En vertu des règles en vigueur à ce moment, l'ensemble des coûts de raccordement était pris en charge par les producteurs, et nous avons déposé une demande en vue d'être exemptés de ces règles pour permettre le recouvrement des dépenses imprévues auprès des contribuables. Le 20 décembre 2010, la CEO a rendu publique sa décision approuvant les comptes de reports pour tenir compte des dépenses devant être reportées aux fins d'examen et d'approbation au cours de la prochaine demande de coûts de prestation du service.

Le 11 octobre 2011, la CEO a rendu sa décision à l'égard de notre demande déposée le 19 avril 2011 au sujet d'une exemption concernant l'échéancier prévu aux termes du CRD pour le raccordement des micro-installations de production intégrée. Depuis le lancement du Programme de TRG pour les microprojets, nous avons fait plus de 10 000 offres de raccordement, et plus de 7 600 projets ont ainsi été raccordés en date du 31 décembre 2011. Nous avons demandé cette exemption afin de nous préparer à gérer un volume prévu élevé de demandes de branchement de micro-installations de production intégrée, les travaux de construction estivale, les nouveaux raccordements et les périodes de charge élevée ainsi que d'apporter les modifications nécessaires à nos processus opérationnels. En vertu de la décision de la CEO, l'échéancier du traitement des raccordements indirects nécessitant une évaluation de site passe de 15 à 30 jours. La CEO a aussi approuvé des modifications des modalités qui doivent être satisfaites avant que nous n'ayons à raccorder une micro-installation de production intégrée au réseau de distribution. Ainsi, un raccordement doit être effectué dans les cinq jours ouvrables à partir de la date à laquelle toutes les modalités de service applicables sont satisfaites ou à une date ultérieure avec l'accord du client. L'exemption vient à échéance le 11 avril 2012. Le 14 décembre 2011, la CEO a émis une ordonnance nous obligeant à déposer notre premier rapport de conformité au plus tard le 3 janvier 2012 et un rapport mensuel par la suite jusqu'à ce que nous ayons respecté les exigences définies dans le CRD pendant trois mois consécutifs.

Conservation et gestion de la demande

En 2009, l'OEO a été encore chargée de coordonner l'exécution et le financement des programmes de CGD. Ce travail de coordination fait suite aux mesures prises par des EDL, y compris les activités de distribution de nos filiales Hydro One Networks et Hydro One Brampton Networks Inc. (« Hydro One Brampton »), en raison des exigences des programmes de la CEO. Nos programmes de CGD financés par le biais de l'OEO en 2011 se sont élevés à environ 15 millions de dollars, comparativement à 31 millions de dollars en 2010. La *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*, modifiée par la LEV, prévoit que la CEO pourrait devoir prendre des mesures pour établir des cibles de CGD que doivent atteindre les EDL et d'autres titulaires de permis. La directive du 31 mars 2010 émanant du ministre de l'Énergie et de l'Infrastructure de l'époque a établi une cible de CGD à l'échelle de la province pour les EDL de l'Ontario. Les deux principales cibles de CGD pour une période de quatre ans à compter du 1er janvier 2011 sont le retrait de 1 330 MW de la demande de pointe estivale de la province et des économies d'énergie cumulatives de 6 000 GWh, collectivement.

Le 22 juin 2010, la CEO a annoncé, en vertu de la *Loi sur la Commission de l'énergie de l'Ontario de 1998*, l'élaboration d'un code provisoire de conservation et de gestion de la demande pour les distributeurs d'électricité (le « code de CGD »). Le même jour, elle a annoncé des cibles précises provisoires de CGD pour les EDL, comme l'avait demandé le ministre de l'Énergie et de l'Infrastructure plus tôt durant cet exercice. La CEO a diffusé le code de CGD le 16 septembre 2010. Le 12 novembre 2010, la CEO a annoncé les cibles finales de CGD pour chaque EDL. Les cibles globales proposées pour notre société en ce qui a trait à la réduction de la demande provinciale d'électricité en période de pointe et à la réduction de la consommation d'électricité sont, respectivement, de 259 MW et de 1 320 GWh, soit 19,5 % et 22,0 % des économies totales ciblées pour l'ensemble des EDL. Le code de CGD prévoit également des conditions et des règles que les EDL doivent suivre si elles choisissent d'utiliser les programmes de CGD approuvés par le CEO afin de respecter leurs cibles de CGD. Nous ne prévoyons pas déposer une demande en vue de participer aux programmes approuvés par la CEO.

La *Loi de 2006 sur la responsabilité en matière de conservation de l'énergie* précise les objectifs généraux en matière de CGD en établissant un cadre pour l'installation de compteurs intelligents dans tous les foyers et petites entreprises ontariennes d'ici le 31 décembre 2010. Ces compteurs sont en mesure de calculer et de signaler la consommation pendant des périodes préétablies et leur lecture est effectuée à distance; s'ils sont combinés à des systèmes de communication, ils fournissent aux clients de l'information concernant leur consommation. En 2007, la province a nommé la SIERE à titre d'entité provisoirement responsable des compteurs intelligents et chargée de surveiller la collecte et la gestion des données. Les EDL, y compris notre entreprise de distribution, sont responsables de la construction de l'infrastructure des compteurs intelligents et de la technologie de communication nécessaire, afin de respecter les exigences minimales définies dans les règlements, ainsi que de la mise en œuvre du mode de tarification fondé sur la période d'utilisation. En 2010, nous avons continué à mettre l'accent sur l'élaboration d'un RDP, et nous avons lancé notre programme pour tirer avantage de l'infrastructure à même nos investissements antérieurs pour les compteurs intelligents. En 2011, nous avons réalisé certaines études sur les technologies de distribution évoluées et nous avons lancé le projet pilote « Zone intelligente » dans la région d'Owen Sound. Ce projet pilote consiste à faire l'essai et la démonstration des équipements de réseau électrique, des systèmes de technologie de l'information et des systèmes de communication qui seront nécessaires pour faciliter le raccordement à un grand nombre d'interfaces d'installations de production distribuée au réseau de distribution. D'autres versions du RDP chercheront à optimiser les interventions dans les cas d'interruptions grâce à des affectations de personnel plus efficaces, l'automatisation pour isoler les défectuosités, au besoin, et la régulation dynamique de la tension pour réduire les pertes. Toutes les versions tirent parti d'un ensemble d'infrastructures de base, et elles se complètent les unes les autres et, à mesure que sont prouvés les éléments du projet pilote, des analyses de faisabilité du projet seront faites en vue du déploiement du projet à l'échelle provinciale, lequel comprendra ultimement un RDP.

Cadre réglementaire renouvelé

Le 17 décembre 2010, la CEO a amorcé un processus de consultation coordonnée pour l'élaboration d'un cadre réglementaire renouvelé régissant les entreprises de distribution et de transport d'électricité. L'objectif était d'assurer une livraison d'électricité fiable et rentable aux consommateurs ontariens en raison des investissements prévus considérables qui sont nécessaires pour le renouvellement des actifs existants et le raccordement des nouveaux.

Le 8 novembre 2011, la CEO a publié cinq documents de travail et des rapports de consultation connexes afin d'entreprendre des discussions avec les parties prenantes. Aux fins de la préparation de ces documents et rapports, de nombreux enjeux ont été pris en considération, notamment la planification des investissements dans les réseaux de distribution, la planification régionale, les réseaux intelligents (notre version est le RDP), l'atténuation des incidences sur les tarifs et leur lissage ainsi que l'évaluation du rendement. Ce projet devrait déboucher sur un cadre réglementaire comportant plusieurs domaines de changement éventuels, notamment l'élaboration des barèmes tarifaires, la répartition des coûts, la responsabilité pour les coûts, les exigences de présentation de l'information et une grille d'évaluation du rendement.

Tarifs de transport

La SIERE facilite le règlement des paiements qui nous sont destinés grâce aux tarifs de transport uniformes de l'Ontario (les « TTU ») qu'approuve la CEO pour tous les transporteurs de la province.

Pour obtenir le financement nécessaire à l'égard d'une infrastructure essentielle, mais vieillissante, et des investissements connexes, nous avons soumis en septembre 2008 une demande de tarifs de transport pour 2009 et pour 2010. Cette demande visait l'approbation par la CEO des besoins en matière de produits d'environ 1 233 millions de dollars pour 2009 et 1 341 millions de dollars pour 2010, selon un taux de rendement des capitaux propres, respectivement, de 8,53 % et de 9,35 %. Le 28 mai 2009, la CEO a rendu sa décision, applicable à partir du 1er juillet 2009, qui a donné lieu à une diminution des besoins en matière de produits de 1 180 millions de dollars pour 2009 et de 1 240 millions de dollars pour 2010, en raison essentiellement de la baisse des taux de rendement des capitaux propres approuvé, respectivement, de 8,01 % et 8,16 %. Dans sa décision, la CEO nous a demandé d'établir un nouveau compte réglementaire pour tenir compte de la différence entre les prévisions et les produits externes réels qui ont été tirés des services d'exportation, de l'utilisation secondaire des terrains et des services d'entretien fournis essentiellement aux producteurs. La CEO a refusé des dépenses en immobilisations de développement de 180 millions de dollars pour 2010, mais elle a accepté de réexaminer les projets si de nouveaux

éléments probants lui étaient fournis. Le 4 septembre 2009, nous avons déposé de nouveaux éléments probants à l'égard de deux projets, lesquels visaient des dépenses en immobilisations d'environ 160 millions de dollars. Le 11 décembre 2009, la CEO a publié son rapport final sur l'examen du coût du capital et a conclu que la formule fondée sur le taux de rendement des capitaux propres devait être ajustée et améliorée. Le 16 décembre 2009, la CEO a approuvé notre demande et a accru les besoins en matière de produits pour 2010 à 1 257 millions de dollars selon un taux de rendement des capitaux propres ajusté de 8,39 % pour 2010. Ces décisions ont donné lieu à une augmentation des tarifs de transport d'environ 2 % en 2009 et 9 % en 2010, soit une augmentation inférieure à 1 % de la facture moyenne annuelle de l'abonné.

Le 19 mai 2010, nous avons déposé une demande relativement à nos tarifs de transport de 2011 et de 2012 pour soutenir notre infrastructure essentielle vieillissante ainsi que les objectifs en matière de mixité des sources d'approvisionnement, notamment l'élimination de la production d'électricité à partir du charbon, et la réalisation de projets d'investissement dans le cadre de la LEV. Cette demande visait à faire approuver des besoins en matière de produits d'environ 1 446 millions de dollars pour 2011 et 1 547 millions de dollars pour 2012, soit une augmentation estimative des tarifs, respectivement, de 15,7 % et 9,8 % ou une augmentation respective de 1,2 % et 0,7 % de la facture moyenne de l'abonné. Cette demande a été déposée compte tenu de la nouvelle formule approuvée par la CEO en ce qui a trait au taux de rendement des capitaux propres et elle a pris en compte le rapport du personnel de la CEO sur le traitement réglementaire des investissements dans l'infrastructure relativement aux activités à tarifs réglementés des distributeurs et des transporteurs de l'Ontario, publié en janvier 2009.

Le 23 décembre 2010, la CEO a rendu une décision motivée qui a pris effet le 1er janvier 2011 à l'égard de besoins en matière de produits approuvés de 1 346 millions de dollars pour 2011 et de 1 658 millions de dollars pour 2012, ce qui reflète un changement des tarifs de transport d'environ 7 % en 2011 et 26 % en 2012, ou 0,5 % et 2 %, respectivement sur une facture moyenne de l'abonné. Les besoins en matière de produits pour 2011 sont inférieurs à ceux demandés en raison surtout d'une baisse du taux de rendement des capitaux propres prescrit attribuable à un coût de la dette inférieur aux prévisions, du refus de notre demande de recouvrement du coût du capital des travaux de construction en cours pour le projet de renforcement du réseau de transport entre Bruce et Milton et d'une diminution des charges d'exploitation, d'entretien et d'administration. Le montant de nos besoins en matière de produits pour 2012 a également été touché par les facteurs susmentionnés, mais il était supérieur à celui demandé, étant donné que la CEO nous a demandé d'adopter une version modifiée de la politique relative à l'inscription à l'actif par rapport à celle qui est préconisée par les Normes internationales d'information financière (les « IFRS »). L'adoption de cette politique a entraîné une hausse d'environ 200 millions de dollars des besoins en matière de produits pour 2012.

Le 17 janvier 2011, le Syndicat des travailleurs et travailleuses du secteur énergétique a interjeté appel de cette décision auprès de la Cour supérieure de justice (Cour divisionnaire) de l'Ontario en alléguant le défaut de la CEO de nous permettre de recouvrer de la manière prudente proposée les charges d'exploitation, d'entretien et d'administration et donc qu'une erreur de droit avait été commise. Cet appel n'influe pas sur le recouvrement des tarifs de transport de 2011. La Cour divisionnaire a entendu l'appel de cette cause en octobre 2011. Une décision est actuellement en instance.

À la suite de l'approbation, par la Commission des valeurs mobilières de l'Ontario (la « CVMO »), de notre demande d'adopter les principes comptables généralement reconnus (les « PCGR ») des États-Unis pour la présentation de l'information financière et pour le dépôt des documents réglementaires, nous avons déposé le 15 juillet 2011 une demande portant sur la modification de la décision relative aux tarifs pour 2012 rendue par la CEO. Notre demande concernait l'approbation d'adopter les PCGR des États-Unis aux fins de la comptabilité et de la tarification réglementaires au lieu des IFRS modifiées et approuvées par la CEO. L'adoption des PCGR des États-Unis, à la place des IFRS modifiées, réduirait les besoins en matière de produits pour 2012 de 200 millions de dollars, soit l'ajustement fait par la CEO dans sa décision pour 2012.

En réponse à notre demande portant sur la modification de ladite décision , la CEO à sa propre requête a tenu une audience écrite pour revoir notre demande d'adopter les PCGR des États-Unis aux fins de tarification. Le 23 novembre 2011, la CEO a rendu une décision motivée et a approuvé l'application des PCGR des États-Unis pour notre entreprise de transport. Cette décision incluait des ajustements de nos besoins en matière de produits tirés du transport, de nos dépenses en immobilisations et de notre base tarifaire pour 2012 qui étaient conformes à ce que

nous avions proposés dans notre demande. La CEO a également approuvé l'établissement de plusieurs nouveaux comptes réglementaires selon les PCGR des États-Unis.

Le 1er décembre 2011, nous avons soumis à la CEO une ébauche des besoins en matière de produits tirés du transport pour 2012 reflétant l'adoption approuvée des PCGR des États-Unis aux fins de tarification ainsi que la mise à jour demandée par la CEO concernant les paramètres relatifs au coût du capital pour 2012. Le 20 décembre 2011, la CEO a approuvé les besoins en matière de produits pour 2012 de 1 418 millions de dollars ainsi que les nouveaux TTU pour 2012 à compter du 1er janvier 2012. La nouvelle tarification a entraîné une hausse approximative de 8 % des tarifs de transport, ou 0,6 % sur la facture moyenne de l'abonné. L'adoption des PCGR des États-Unis au lieu des IFRS modifiées réduit les besoins en produits pour 2012 d'environ 200 millions de dollars et les tarifs approuvés de 15 %.

Tarifs de distribution

À titre de distributeur, nous sommes responsables de la livraison de l'électricité et de la facturation présentée à nos clients en ce qui a trait à nos tarifs de distribution approuvés, aux coûts d'achat d'électricité et à d'autres charges réglementaires approuvées. La quasi-totalité des coûts de nos achats d'électricité et des autres charges réglementaires approuvées sont réglés par l'intermédiaire de la SIERE qui facilite les paiements à des tiers, comme les producteurs, la Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario (« SFIEO ») et la SIERE elle-même.

En 2006, la CEO a élaboré un plan pluriannuel de tarification pour la distribution d'électricité aux termes duquel les tarifs d'un distributeur allaient être fixés au moyen d'une demande de révision (coût du service) pendant l'exercice 2008, 2009, 2010 ou 2011. Après l'année de la révision, un distributeur allait être assujetti à un mécanisme de tarification par incitatifs (le « MTI »), en appliquant une approche fondée sur une formule pour déterminer les tarifs des trois exercices suivants. Le MTI de troisième génération en vigueur prévoit un ensemble préétabli de modalités aux termes desquelles il pourrait être résilié, ce qui permettrait à une entreprise de services publics de déposer une demande fondée sur le coût du service.

Hydro One Networks

Le 13 juillet 2009, nous avons déposé une demande liée aux coûts de prestation de service auprès de la CEO concernant les tarifs de distribution pour 2010 et 2011. Cette demande tient compte de notre plan d'investissement dans nos actifs des réseaux afin de nous permettre d'atteindre les objectifs relatifs à la sécurité de la population et du personnel, à la conformité avec les lois et les règlements, au maintien de la sécurité et de la fiabilité des réseaux, aux besoins de croissance des réseaux et aux investissements exigés en vertu de la LEV. Une demande mise à jour a été déposée le 25 septembre 2009. La demande révisée visait l'approbation de la CEO concernant des besoins en matière de produits d'environ 1 150 millions de dollars pour 2010 et 1 264 millions de dollars pour 2011, selon un taux de rendement des capitaux propres, respectivement, de 8,11 % et 9,09 %. La hausse estimative des tarifs de distribution qui en découle a été approximativement de 10 % pour 2010 et 13 % pour 2011 ou, respectivement, environ 3 % et 4 % du total de la facture moyenne de l'abonné.

Notre demande comprenait un plan en matière d'énergie verte pour notre entreprise de distribution, déposé conformément à la LEV en vertu de laquelle la CEO devait demander aux transporteurs et aux distributeurs de déposer des plans pour l'élargissement de leurs réseaux afin de faciliter la distribution d'énergie renouvelable. Nos plans indiquent l'élargissement et le renforcement du réseau de distribution pour permettre le raccordement des installations de production d'énergie renouvelable et présentent la mise au point et la mise en œuvre du RDP. Notre plan en matière d'énergie verte rendait compte des modifications apportées à la *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario* et stipulées dans le Règlement de l'Ontario 330/09. Les modifications prévoyaient un nouveau mécanisme de protection des tarifs selon lequel les coûts approuvés par la CEO et engagés par un distributeur pour effectuer un investissement admissible aux fins de raccordement ou pour permettre le raccordement d'installations de production d'énergie renouvelable à son réseau de distribution peuvent être recouvrés, en totalité ou en partie, auprès de tous les contribuables de la province plutôt que seulement auprès des contribuables abonnés au distributeur investisseur.

Le 9 avril 2010, la CEO a fait connaître sa décision d'approuver des besoins en matière de produits de 1 146 millions de dollars pour 2010 et 1 236 millions de dollars pour 2011 en appui aux programmes de travaux nécessaires, à la mise en œuvre de la LEV et à l'installation de compteurs intelligents. Les besoins en matière de produits pour 2010 et 2011 ont été inférieurs à ceux initialement demandés en raison des réductions des charges d'exploitation, d'entretien et d'administration, des dépenses en immobilisations et des besoins de fonds de roulement. Dans le cadre de sa décision, la CEO a également approuvé le règlement de certains soldes de comptes réglementaires liés à la distribution soumis dans notre demande, notamment des comptes d'écarts liés au règlement de détail, le solde du compte de recouvrement d'actif réglementaire, des comptes d'écarts liés au coût au détail et des compteurs intelligents. Elle a ordonné que les soldes approuvés soient regroupés dans un seul compte réglementaire à recouvrer sur une période de 18 mois, allant du 1er mai 2010 au 31 décembre 2011. La CEO nous a également demandé d'établir de nouveaux comptes réglementaires pour déterminer les écarts entre les produits constatés en fonction des charges engagées au titre du programme d'énergie verte et les montants recouvrés aux termes de l'avenant approuvé. Ces écarts sont imputés au compte réglementaire mentionné dans notre avenant 8.

Les tarifs de distribution de 2010 ont été instaurés le 1er mai 2010, et ils donnent lieu à une hausse d'environ 9,3 % des tarifs ou d'environ 3 % du total de la facture moyenne de l'abonné. Nos besoins en matière de produits pour 2011 ont été ajustés pour tenir compte de la décision de la CEO concernant les réductions de 40 millions de dollars des charges d'exploitation, d'entretien et d'administration et de 44 millions de dollars du programme de dépenses en immobilisations. Le 15 novembre 2010, la CEO a publié une mise à jour de ses paramètres relatifs au coût du capital pour les tarifs devant entrés en vigueur le 1er janvier 2011. Le nouveau taux de rendement des capitaux propres pour 2011 s'établit à 9,66 %. L'application de ce taux de rendement plus faible a entraîné une modification des besoins en matière de produits, qui se sont établis à 1 218 millions de dollars. Les besoins en matière de produits approuvés pour 2011 ont donné lieu à une augmentation du tarif de distribution moyen d'environ 8,7 % pour 2011 ou 3,0 % du total de la facture moyenne de l'abonné.

En raison des liens étroits entre les entreprises de transport et de distribution de Hydro One Netwoks, nous avions initialement demandé la permission d'adopter les PCGR des États-Unis aux fins de tarification pour notre entreprise de distribution avec notre demande d'application des PCGR des États-Unis pour notre entreprise de transport. Dans sa décision du 23 novembre 2011 au sujet de l'entreprise de transport, la CEO a indiqué qu'elle n'avait pas pris de décision concernant l'entreprise de distribution pour des raisons de procédure, mais elle a ajouté qu'elle prendrait en considération une demande distincte aux fins d'application des PCGR des États-Unis pour notre entreprise de distribution. Le 1er décembre 2011, nous avons déposé une demande afin que la CEO approuve l'application des PCGR des États-Unis, au lieu des IFRS modifiées, aux fins de tarification pour notre entreprise de distribution à compter du 1er janvier 2012. Dans notre demande, nous avons estimé que les besoins en matière de produits nominaux de Hydro One Distribution pour 2012 seraient de 166 millions de dollars supérieurs selon les IFRS modifiées, comparativement aux PCGR des États-Unis, essentiellement à cause des différences liées à la méthode de capitalisation. Nous avons également précisé que nous ne demandions pas de changement au sujet des tarifs de distribution approuvés à ce moment-là. La CEO devrait annoncer une décision sur notre demande d'adoption des PCGR des États-Unis pour notre entreprise de distribution au premier trimestre de 2012.

Hydro One Brampton

Le 7 novembre 2008, notre filiale Hydro One Brampton a déposé sa demande de tarifs pour 2009 en s'appuyant sur le MTI de 2e génération de la CEO. Le MTI faisait fond sur une formule approuvée par la CEO pour tenir compte des cibles d'inflation et d'efficience. Le 13 mars 2009, la CEO a rendu sa décision motivée, et les tarifs révisés, y compris un montant de 1 $ par mois par abonné utilisant un compteur intelligent, ont été approuvés à partir du 1er mai 2009. Dans l'ensemble, l'incidence tarifaire sur la facture moyenne de l'abonné a été négligeable.

Le 6 novembre 2009, une demande de tarifs de distribution pour 2010 a été déposée s'appuyant sur la politique de la CEO en matière de MTI de deuxième génération. Le 13 avril 2010, la CEO a rendu sa décision concernant cette demande de tarifs approuvant notre demande en se fondant sur le coût du capital et sur le processus du MTI de deuxième génération de la CEO. Les tarifs révisés sont entrés en vigueur le 1er mai 2010, et ont donné lieu à une réduction d'environ 8,3 % ou de 2,2 % du total de la facture moyenne de l'abonné.

Le 30 juin 2010, nous avons déposé une demande liée au coût du service pour 2011, laquelle a été ajustée par la suite le 2 septembre 2010 afin de refléter le report de l'adoption des IFRS modifiées au 1er janvier 2012. La demande ajustée a été soumise le 8 novembre 2010 et visait l'approbation de la CEO concernant des besoins en matière de produits d'environ 63 millions de dollars. Le 4 avril 2011, la CEO a rendu sa décision motivée prévoyant une réduction des besoins en matière de produits demandés. Cette réduction incluait les incidences des baisses des charges d'exploitation, d'entretien et d'administration. Les tarifs révisés ont été approuvés avec une date d'entrée en vigueur le 1er janvier 2011 et une date de mise en œuvre le 1er mai 2011. Les tarifs révisés comprennent des montants de 1,52 $ par mois par abonné utilisant un compteur intelligent et de 0,02 $ par mois par abonné utilisant un compteur au titre de l'avenant sur le financement en vertu de la LEV. Les nouveaux tarifs donnent lieu à une augmentation d'environ 0,5 % du total de la facture moyenne de l'abonné.

Le 15 septembre 2011, Hydro One Brampton a déposé une demande de tarifs pour 2012 selon le MTI de 3e génération de la CEO. Dans sa demande, elle a inclus le recouvrement du manque à gagner découlant de la réduction de la charge attribuable aux programmes de conservation d'énergie. Hydro One Brampton a demandé que soient approuvés un mécanisme de rajustement pour perte de revenus et la contrepassation du solde du compte réglementaire lié à la provision pour paiements en remplacement (« PER ») des impôts sur le bénéfice des sociétés. Le 22 décembre 2011, la CEO a rendu sa décision en demandant à Hydro One Brampton de soumettre une ébauche d'ordonnance tarifaire au plus tard le 30 décembre 2011. Cette ébauche a été déposée le 28 décembre 2011 et, le 31 décembre 2011, la CEO a annoncé l'application provisoire des tarifs existants de Hydro One Brampton à partir du 1er janvier 2011. Le 5 janvier 2012, la CEO a rendu sa décision motivée entraînant une réduction des tarifs d'environ 13,2 %, soit une diminution de 1,7 % du total de la facture moyenne de l'abonné pour l'année. Ces réductions tarifaires découlent essentiellement des ajustements approuvés par la CEO au sujet des taux d'amortissement existants.

Hydro One Remote Communities Inc. (« Hydro One Remote Communities »)

Le 4 novembre 2009, notre filiale Hydro One Remote Communities a déposé une demande de tarifs pour 2010 selon le MTI de 3e génération de la CEO. Cette demande visait l'approbation de la CEO concernant une augmentation des tarifs de base pour la production et la distribution d'électricité à compter du 1er mai 2010. L'augmentation rendait compte des ajustements inflationnistes normalisés intégrés dans les demandes en matière de MTI de troisième génération. Le 14 avril 2010, la CEO a rendu une décision motivée concernant cette demande de tarifs. Les tarifs révisés ont été approuvés en vue de leur entrée en vigueur le 1er mai 2010, ce qui a donné lieu à une augmentation de 0,4 %, laquelle a eu une incidence négligeable sur le total de la facture moyenne de l'abonné.

Le 15 octobre 2010, une demande de tarifs de distribution pour 2011 a été déposée selon le MTI de 3e génération de la CEO pour obtenir l'approbation de cette dernière au sujet d'une augmentation d'environ 0,4 % des tarifs de base pour la production et la distribution d'électricité à compter du 1er mai 2011. Le 28 mars 2011, la CEO a annoncé sa décision approuvant la demande, avec une date d'entrée en vigueur et de mise en œuvre le 1er mai 2011 pour les nouveaux tarifs. Dans l'ensemble, l'incidence tarifaire sur la facture moyenne de l'abonné a été négligeable.

Le 25 novembre 2011, nous avons déposé une demande de tarifs de distribution pour 2012 selon le MTI de 3e génération de la CEO pour obtenir l'approbation de cette dernière au sujet d'une augmentation d'environ 0,4 % des tarifs de base pour la production et la distribution d'électricité à compter du 1er mai 2012. Nous prévoyons mettre à jour notre demande de tarifs lorsque la CEO publiera au premier trimestre de 2012 ses facteurs d'inflation et de productivité pour les demandes faites selon le MTI.

Le 15 décembre 2011, à la suite de la décision de la CEO confirmant l'application des PCGR des États-Unis aux fins de tarification par l'entreprise de transport de Hydro One Networks, nous avons présenté une demande semblable en faveur de Hydro One Remote Communities. Une décision à cet égard est attendue au premier trimestre de 2012.

RÉSULTATS D'EXPLOITATION

Produits

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2011	2010	Variation en $	Variation en %
Transport	1 389	1 307	82	6
Distribution	4 019	3 754	265	7
Autres	63	63	-	-
	5 471	5 124	347	7
Moyenne annuelle de la demande de pointe sur 60 minutes en Ontario *(MW)*[1]	21 166	21 572	(406)	(2)
Distribution – unités distribuées aux abonnés *(TWh)*[1]	29,2	29,1	0,1	-

[1] Les statistiques relatives au réseau comprennent des chiffres provisoires pour décembre.

Transport

Les produits tirés du transport proviennent surtout des tarifs de transport que nous prélevons et qui sont fondés sur la demande de pointe mensuelle d'électricité sur notre réseau à haute tension. Les tarifs sont établis de façon à générer les produits nécessaires au maintien d'un réseau de transport ayant une capacité suffisante pour répondre à la demande prévue maximale. La demande dépend des conditions climatiques et de la conjoncture économique. Les produits tirés du transport comprennent également les produits accessoires peu élevés, lesquels découlent principalement des services d'entretien fournis aux producteurs d'électricité et de l'usage secondaire de nos emprises.

Nos produits tirés du transport ont augmenté de 82 millions de dollars, ou 6 %, par rapport à ceux de 2010. Cette augmentation a été principalement attribuable à la hausse de 87 millions de dollars des tarifs, à la suite de la décision rendue par la CEO le 23 décembre 2010 à l'égard de la demande de tarifs de transport pour 2011 et 2012 présentée par notre filiale, Hydro One Networks, laquelle décision permettait d'harmoniser notre rendement des capitaux propres avec celui permis. La décision a fait suite à des examens approfondis des éléments d'information écrits et verbaux soumis à l'égard des besoins de financement pour soutenir les exigences du réseau. Les tarifs en découlant, qui sont entrés en vigueur le 1er janvier 2011, viennent soutenir les investissements dans l'infrastructure essentielle vieillissante, les objectifs en matière de mixité des sources d'approvisionnement, notamment l'élimination de la production d'électricité à partir du charbon, et la réalisation de projets d'investissement dans le cadre de la LEV. Les produits accessoires se sont accrus de 16 millions de dollars au cours de l'exercice comparativement à ceux de 2010, en raison de la croissance des produits externes. Nous avons aussi enregistré des produits tirés des services d'exportation plus élevés de 4 millions de dollars, par rapport à l'exercice précédent. Les produits tirés des services d'exportation et les montants externes encaissés en sus des montants approuvés sont imputés à un compte réglementaire.

Pour l'exercice à l'étude, les produits tirés du transport ont diminué de 13 millions de dollars en raison de la baisse de la moyenne de la demande de pointe. La moyenne annuelle de la demande de pointe sur 60 minutes en Ontario et la charge totale connexe ont été, respectivement, de 406 MW et 4 866 MW inférieures à celles de l'exercice précédent. Parmi d'autres facteurs, les températures ont été plus chaudes pendant les troisième et quatrième trimestres, comparativement à 2010.

Les produits tirés du transport liés à des comptes réglementaires approuvés par la CEO ont diminué de 12 millions de dollars comparativement à l'exercice précédent, essentiellement en raison du recouvrement intégral d'un compte réglementaire lié au transport à la clôture de l'exercice précédent.

Distribution

Les produits tirés de la distribution comprennent ceux générés par nos services de distribution tarifés ainsi que les montants nécessaires au recouvrement des coûts d'achat de l'électricité consommée par nos abonnés. Par conséquent, les produits tirés de la distribution dépendent de la quantité d'électricité que nous distribuons, des coûts d'achat d'électricité et de nos tarifs de distribution approuvés. Ces produits comprennent également un faible montant de produits provenant de services auxiliaires de distribution, comme les frais liés à l'utilisation de

nos poteaux par les secteurs des télécommunications et de la câblodistribution et des frais divers tels que les pénalités de retard.

Les produits tirés de la distribution ont progressé de 265 millions de dollars, ou de 7 %, en regard de ceux de 2010. Exclusion faite de la hausse des coûts d'achat d'électricité de 154 millions de dollars, tel qu'il est décrit à la rubrique « Achats d'électricité », l'augmentation a été de 111 millions de dollars, ou de 9 %.

Compte tenu des coûts d'achat d'électricité, les hausses des produits reflètent deux décisions rendues par la CEO et portant sur les tarifs de distribution de notre filiale, Hydro One Networks. Le 9 avril 2010, la CEO a approuvé les nouveaux tarifs à partir du 1er mai 2010 et, le 21 décembre 2010, elle a approuvé les nouveaux tarifs à partir du 1er janvier 2011, ces approbations permettant d'harmoniser notre taux du rendement des capitaux propres avec celui permis. Ces deux décisions ont fait suite à un examen approfondi des éléments d'information écrits et verbaux soumis à l'égard des besoins de notre réseau de distribution en matière d'entretien et d'investissement. Ensemble, ces décisions ont entraîné une hausse de 93 millions de dollars des produits tirés de la distribution. Ces hausses de tarifs permettent de soutenir un approvisionnement sécuritaire et fiable en électricité aux abonnés partout en Ontario et de commencer le développement du RDP pour assurer l'intégrité future de notre réseau lorsque nous procédons au raccordement de gros volumes des nouvelles installations de production distribuée. De plus, les produits liés aux compteurs intelligents ont augmenté de 18 millions de dollars pendant l'exercice à l'étude, en raison du recouvrement des investissements accrus compte tenu du nombre plus élevé de compteurs intelligents en service. Nous avons respecté les exigences de la CEO relativement aux compteurs intelligents et à la transition à la facturation fondée sur la période d'utilisation et avons continué de travailler avec la SIERE à la fonctionnalité des systèmes améliorés.

La plus forte consommation d'énergie, principalement attribuable à un hiver plus froid au début de cette année, a fait grimper de 6 millions de dollars de plus les produits tirés de la distribution. Nous avons également enregistré une hausse de 2 millions de dollars des autres produits. Ces hausses ont été partiellement contrebalancées par une réduction de 8 millions de dollars des produits, comparativement à l'exercice précédent, à la suite du recouvrement intégral d'un compte réglementaire lié à la distribution en date du 30 avril 2010.

Achats d'électricité

Les coûts d'achat d'électricité engagés par notre entreprise de distribution représentent le coût de l'électricité livrée aux abonnés dans notre territoire de service et expriment le coût de l'énergie vendue sur le marché de gros, les frais de service du marché de gros de l'électricité de la SIERE et les frais de transport prélevés par cette dernière. Le coût de l'énergie pour certains petits consommateurs et des consommateurs désignés repose sur la GTR de la CEO, qui consiste en une structure tarifaire à deux niveaux comportant des seuils et en une structure tarifaire pour les abonnés admissibles à la GTR facturés selon la période d'utilisation, lesquelles sont ajustées deux fois l'an. Nous avons commencé à faire passer nos clients admissibles à la GTR au mode de tarification fondé sur la période d'utilisation le 1er mai 2010 et, comme il a été mentionné, la plupart de nos clients admissibles à la GTR sont maintenant facturés selon la période d'utilisation. Les abonnés qui ne sont pas admissibles à la GTR paient l'électricité au prix du marché, après ajustement au titre de l'écart entre les prix du marché et les prix payés aux producteurs en vertu de la *Loi de 2004 sur la restructuration du secteur de l'électricité*. Un sommaire de la GTR pour la période considérée et la période de comparaison est présenté ci-après.

Aperçu de la GTR

	Niveau seuil (kWh/mois)		Tarifs par niveau (cents/kWh)	
Entrée en vigueur	**Clients résidentiels**	**Clients non résidentiels**	**Premier niveau**	**Deuxième niveau**
1er novembre 2009	1 000	750	5,8	6,7
1er mai 2010	600	750	6,5	7,5
1er novembre 2010	1 000	750	6,4	7,4
1er mai 2011	600	750	6,8	7,9
1er novembre 2011	1 000	750	7,1	8,3

Abonnés admissibles à la GTR, facturés selon la période d'utilisation	Tarifs selon la période d'utilisation (cents/kWh)		
Entrée en vigueur	**Période de pointe**	**Période médiane**	**Période creuse**
1er mai 2010	9,9	8,0	5,3
1er novembre 2010	9,9	8,1	5,1
1er mai 2011	10,7	8,9	5,9
1er novembre 2011	10,8	9,2	6,2

En 2011, les coûts d'achat d'électricité ont augmenté de 154 millions de dollars, ou de 6 %, à 2 628 millions de dollars, par rapport à ceux de 2010. Cette augmentation découle essentiellement des modifications des tarifs de la GTR de la CEO pour les abonnés résidentiels et pour les autres clients admissibles de l'ordre de 75 millions de dollars, de la hausse de 56 millions de dollars des coûts d'achat d'électricité pour les clients non admissibles à la GTR, de l'augmentation de 24 millions de dollars des frais de transport à la suite de la décision de la CEO sur les tarifs entrée en vigueur le 1er janvier 2011 et de la croissance de la demande d'électricité pour 2 millions de dollars. Ces augmentations ont été partiellement contrebalancées par la diminution de 3 millions de dollars des frais prélevés par la SIERE.

Exploitation, entretien et administration

Nos charges d'exploitation, d'entretien et d'administration se composent de la main-d'œuvre, des matières, des équipements et des services achetés aux fins du soutien de l'exploitation et de l'entretien des réseaux de transport et de distribution. De plus, ces charges comprennent les impôts fonciers et les paiements en remplacement des impôts se rapportant à nos lignes de transport et de distribution, à nos postes et à nos bâtiments.

Les charges d'exploitation, d'entretien et d'administration de chacun de nos trois secteurs d'activité ont été les suivantes :

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	**2011**	**2010**	**Variation en $**	**Variation en %**
Transport	422	416	6	1
Distribution	609	602	7	1
Autres	61	60	1	2
	1 092	1 078	14	1

Transport

Les charges d'exploitation, d'entretien et d'administration engagées pour maintenir nos postes de transport à haute tension, nos lignes et nos emprises ont augmenté de 6 millions de dollars, ou de 1 %, en 2011 en regard de l'exercice précédent. Dans le cadre de nos programmes de travaux, nous avons continué d'investir dans l'exploitation sécuritaire et fiable de notre réseau de transport en territoire ontarien. Les besoins liés à ces programmes se sont accrus de 39 millions de dollars depuis l'exercice précédent. Pendant l'exercice à l'étude, des charges de 19 millions de dollars ont été engagées afin de suivre la recommandation formulée par l'OEO concernant l'accroissement de la capacité de court-circuit ou de transformation de 10 postes de transport afin de permettre le raccordement de petits projets de production d'énergie renouvelable, mais le recouvrement de ces charges est assujetti à des restrictions (se reporter à la rubrique « Dépenses en immobilisations futures »). De plus, nous avons enregistré des besoins plus grands pour les travaux d'entretien des postes concernant l'équipement d'alimentation et de réparation de vieux câbles souterrains et de réparation ainsi que des besoins accrus à la suite d'un incendie au poste de transformation Richview. Nos équipes ont travaillé inlassablement pour reconstruire et remettre en service les transformateurs âgés qui étaient touchés afin d'assurer un approvisionnement adéquat aux entreprises de distribution locales (EDL) essentielles. Les besoins pour notre programme de travaux forestiers ont également augmenté. Les charges de soutien de notre réseau de transport ont diminué de 33 millions de dollars, en raison de la baisse des charges attribuable à la réduction des charges de télécommunications puisque nous avons tiré avantage des tarifs interurbains moins élevés offerts au secteur public pour la transmission de la voix, de l'utilisation moindre de la transmission des données et de la réduction des charges de soutien. Par ailleurs, nous avons fait une cotisation additionnelle de 27 millions de dollars au régime de retraite durant le quatrième trimestre de 2010.

Distribution

Les charges d'exploitation, d'entretien et d'administration nécessaires au maintien de notre réseau de distribution à basse tension ont augmenté de 7 millions de dollars, ou de 1 %, comparativement à l'exercice précédent. Les charges engagées pour notre programme de travaux ont grimpé de 16 millions de dollars, essentiellement à cause de la hausse des charges de rétablissement du courant, puisque la province a subi davantage de tempêtes, ainsi que des besoins accrus découlant des changements imprévus apportés au réseau, afin de mettre en œuvre les modifications du code de la CEO influant sur notre système de facturation. Ces augmentations ont été partiellement contrebalancées par les diminutions des charges au titre du programme de patrouille des lignes, en raison des nouvelles méthodes de collecte de données, des charges liées à la lecture des compteurs ainsi que des charges engagées pour le programme de travaux forestiers pendant l'exercice à l'étude. Les charges de soutien de notre réseau de distribution ont chuté de 9 millions de dollars, ce qui reflète la réduction des charges de télécommunications et d'autres charges de soutien. Nous avons également fait une cotisation additionnelle de 21 millions de dollars à notre régime de retraite durant le quatrième trimestre de 2010. Ces coûts ont été en partie contrebalancés par une réorientation des ressources soutenant les programmes de production distribuée.

Amortissement

La charge d'amortissement a augmenté de 33 millions de dollars, ou de 6 %, à 616 millions de dollars en 2011, par rapport à l'exercice précédent. L'augmentation découle essentiellement de l'amortissement plus élevé d'environ 29 millions de dollars relativement à la mise en service de nouveaux actifs, conformément à notre programme continu de travaux en matière d'immobilisations. Nous avons aussi enregistré une hausse de 9 millions de dollars au titre des mises hors service d'immobilisations liées aux travaux de reconstruction à la suite des tempêtes et d'un incendie survenus pendant l'exercice. L'amortissement des actifs réglementaires et d'autres actifs a reculé de 6 millions de dollars, principalement en raison du recouvrement intégral d'un compte réglementaire lié à la distribution durant le deuxième trimestre de l'exercice précédent.

Charges de financement

Les charges de financement ont progressé de 2 millions de dollars, ou de 1 %, à 344 millions de dollars en 2011, comparativement à 2010. La progression découle surtout d'une augmentation de 9 millions de dollars des intérêts débiteurs sur la dette à long terme, puisque le niveau moyen de la dette s'est accru, partiellement contrebalancée par une diminution du taux d'intérêt effectif moyen. Cette augmentation a été atténuée en partie par la hausse de 3 millions de dollars des intérêts capitalisés à la suite de l'accroissement des travaux de construction en cours, conformément au programme d'immobilisations, et des variations favorables des intérêts créditeurs et d'autres produits accessoires qui ont réduit de 4 millions de dollars l'ensemble des charges de financement.

Provision pour paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés

En vertu de la Loi de 1998 sur l'électricité, nous versons à la SFIEO des paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés au même titre que si nous étions assujettis aux impôts fédéral et provincial des sociétés. Nous calculons la provision pour de tels paiements au moyen de la méthode axée sur le bilan. La variation des impôts futurs relative aux entreprises non réglementées et aux entreprises réglementées, en ce qui a trait aux écarts temporaires qui ne sont pas pris en compte pour la tarification, donne lieu à une charge d'impôts futurs qui est imputée à l'état consolidé des résultats. La variation des impôts futurs relativement aux écarts temporaires de l'entreprise réglementée qui sont pris en compte pour la tarification donne lieu à un actif réglementaire ou à un passif réglementaire.

La provision pour paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés a augmenté de 94 millions de dollars, ou de 168 %, à 150 millions de dollars, par rapport à celle de 2010. Cette augmentation tient principalement à des variations des écarts temporaires nets, y compris la baisse de la déduction pour amortissement des logiciels et l'augmentation du bénéfice avant impôts pour l'exercice à l'étude. Les augmentations nettes en 2011 ont été partiellement contrebalancées par une réduction du taux prévu par la loi, qui est passé de 31,00 % à 28,25 %.

Bénéfice net

Le bénéfice net de 641 millions de dollars a dépassé de 50 millions de dollars, ou de 8 %, celui de 2010. Le bénéfice net a reflété les décisions de la CEO sur les tarifs qui ont permis, notamment, le recouvrement des investissements en immobilisations d'exercices antérieurs, lesquelles sont maintenant en service. Les nouvelles immobilisations mises en service incluent les nouveaux investissements visant la réfection de l'infrastructure essentielle vieillissante, les objectifs en matière de mixité des sources d'approvisionnement, notamment l'élimination de la production d'électricité à partir du charbon, et les investissements dans le cadre de la LEV. La hausse des produits a été partiellement contrebalancée par l'augmentation des charges d'exploitation, y compris celles liées aux travaux non recouvrables visant à accroître la capacité de court-circuit ou de transformation de certains postes de transport afin de permettre le raccordement de petits projets de production d'énergie renouvelable, ainsi que par la croissance du taux d'imposition effectif.

Résultats d'exploitation trimestriels

Le tableau suivant présente l'information trimestrielle non auditée pour chacun des huit trimestres clos entre le 31 mars 2010 et le 31 décembre 2011. Cette information est tirée de nos états financiers consolidés intermédiaires non audités qui, de l'avis de notre direction, ont été préparés conformément aux états financiers consolidés annuels audités, et elle comprend tous les ajustements, soit uniquement les ajustements récurrents normaux, nécessaires pour donner une image fidèle de notre situation financière et de nos résultats d'exploitation des périodes visées. Ces résultats d'exploitation ne sont pas nécessairement représentatifs des résultats des périodes futures et le lecteur ne doit pas s'y fier pour prévoir notre rendement futur.

(en millions de dollars canadiens)	**2011**				**2010**			
Trimestres clos les	**31 déc.**	**30 sept.**	**30 juin**	**31 mars**	**31 déc.**	**30 sept.**	**30 juin**	**31 mars**
Total des produits[1]	1 359	1 384	1 268	1 460	1 280	1 360	1 165	1 319
Bénéfice net[1]	120	167	142	212	99	218	105	169
Bénéfice net attribuable au porteur d'actions ordinaires[1]	115	163	137	208	94	214	100	165

[1] La demande d'électricité suit généralement les variations météorologiques normales et, par conséquent, nos produits et notre bénéfice liés à l'électricité, tous les autres facteurs demeurant constants, ont tendance à être plus élevés aux premier et troisième trimestres qu'aux deuxième et quatrième trimestres.

SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT

Nos principales sources de trésorerie et de financement sont les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation, les emprunts sur les marchés financiers et le financement bancaire. Ces ressources serviront à répondre à nos besoins de financement qui continuent d'inclure les dépenses en immobilisations, le service et le remboursement de notre dette, les paiements liés à nos conventions d'impartition, les autres activités d'investissement ainsi que les dividendes.

Sommaire des sources et des affectations de liquidités

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	**2011**	**2010**
Activités d'exploitation	1 407	1 164
Activités de financement		
Émission de titres de créance à long terme	700	1 500
Remboursement sur la dette à long terme	(500)	(600)
Billets à court terme à payer	-	(55)
Dividendes versés	(168)	(28)
Activités d'investissement		
Dépenses en immobilisations	(1 447)	(1 570)
Placements à long terme[1]	-	(250)
Autres activités de financement et d'investissement	28	37
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	17	198

[1] Représente les billets à taux variable de la province d'Ontario de 250 millions de dollars.

Activités d'exploitation

Les rentrées nettes liées aux activités d'exploitation ont augmenté de 243 millions de dollars, pour s'établir à 1 407 millions de dollars, comparativement à 2010. L'augmentation est attribuable essentiellement à la progression du bénéfice net au cours de l'exercice à l'étude ainsi qu'à l'incidence de paiements anticipés par les abonnés et des avances pour les travaux de génie civil, aux hausses d'impôts à payer découlant des niveaux de versements fiscaux requis au cours de l'exercice et aux variations des soldes de certains comptes réglementaires.

Activités de financement

Les liquidités à court terme proviennent des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, de notre programme de papier commercial, aux termes duquel nous sommes autorisés à émettre des billets à court terme d'une durée inférieure à 365 jours pouvant aller jusqu'à 1 000 millions de dollars, de notre facilité de crédit renouvelable et de notre placement en billets à taux variable de la province d'Ontario.

Le programme de papier commercial est soutenu par des facilités de trésorerie totalisant 1 500 millions de dollars composées d'une facilité de crédit renouvelable consentie de 1 250 millions de dollars, obtenue auprès d'un consortium bancaire et venant à échéance en juin 2014, et de notre placement dans des billets à taux variable de la province d'Ontario de 250 millions de dollars. Les liquidités à court terme prévues dans ce programme et les flux de trésorerie prévus liés aux activités d'exploitation devraient suffire à financer les besoins habituels de la société en matière d'exploitation.

Au 31 décembre 2011, l'encours de notre dette à long terme s'établissait à 7 975 millions de dollars, y compris la tranche échéant à moins de un an. Nos billets et nos débentures viennent à échéance entre 2012 et 2051. Le financement à long terme est assuré par notre accès aux marchés de la dette, principalement grâce à notre programme de billets à moyen terme. Le 23 août 2011, nous avons déposé un prospectus préalable de base en vue de proroger le programme de billets à moyen terme pendant 25 mois. Le montant en capital maximal des billets à moyen terme pouvant être émis aux termes de ce programme s'élève à 3 000 millions de dollars. Au 31 décembre 2011, la tranche non émise était de 2 600 millions de dollars jusqu'en septembre 2013.

	Note	
Agence de notation	**Dette à court terme**	**Dette à long terme**
DBRS Limited	R-1 (moyen)	A (élevé)
Moody's Investors Service Inc.	Taux préférentiel-1	Aa3
S&P	A-1	A+

Nous devons nous conformer aux clauses restrictives qui sont généralement imposées à l'égard des dettes à long terme. Entre autres choses, les clauses restrictives de notre dette à long terme limitent notre dette permise exprimée en pourcentage du total de notre structure du capital, restreignent notre capacité de vendre des actifs et imposent une clause de sûreté négative, sous réserve des exceptions habituelles. Les conventions de crédit relatives à nos facilités de crédit ne comportent aucune clause de changement néfaste important qui pourrait entraîner un manquement. Cependant, les conventions de crédit exigent que nous fassions parvenir aux prêteurs un avis indiquant tout changement néfaste important dans les trois jours ouvrables de sa survenance. Les conventions prévoient également que notre dette ne peut représenter plus de 75 % du total de la structure du capital et que les titres d'emprunt émis par nos filiales ne peuvent dépasser 10 % de la valeur comptable totale de nos actifs. Au 31 décembre 2011, nous nous conformions à toutes ces clauses restrictives et limites.

En 2011, nous avons émis des titres de créance à long terme ayant un bon rapport coût-efficacité pour un montant de 700 millions de dollars dans le cadre de notre programme de billets à moyen terme, soit 300 millions de dollars au premier trimestre, 300 millions de dollars au troisième trimestre et 100 millions de dollars au quatrième trimestre. Nous avons aussi remboursé 500 millions de dollars de titres de créance à long terme échus, soit 250 millions de dollars au premier trimestre et 250 millions de dollars au quatrième trimestre. En 2010, nous avions émis des titres de créance à long terme pour un montant de 1 500 millions de dollars dans le cadre de notre programme de billets à moyen terme, soit 1 000 millions de dollars au premier trimestre et 500 millions de dollars au troisième trimestre, de même que nous avions remboursé 600 millions de dollars de titres de créance à long terme échus, soit 400 millions de dollars au deuxième trimestre et 200 millions de dollars au quatrième trimestre. Nous n'avons pas émis de billets

à court terme en 2011. En 2010, nous avions réduit nos billets à court terme de 55 millions de dollars au premier trimestre et il n'y avait aucun billet à court terme en circulation au 31 décembre 2010.

Les dividendes sur actions ordinaires sont déclarés à l'entière discrétion du conseil d'administration et sur recommandation de la direction en fonction des résultats d'exploitation, du maintien de la structure du capital réglementaire réputée, de la situation financière, des besoins de liquidités et d'autres facteurs pertinents comme les pratiques au sein du secteur et les attentes de l'actionnaire. Les dividendes sur actions ordinaires liés aux résultats financiers d'un trimestre donné sont habituellement déclarés et versés dans le trimestre suivant.

En 2011, nous avons versé des dividendes à la province d'une valeur de 168 millions de dollars, composés de 150 millions de dollars de dividendes sur les actions ordinaires et de 18 millions de dollars de dividendes sur les actions privilégiées. Au cours de l'exercice précédent, nous avions versé des dividendes sur les actions ordinaires de 10 millions de dollars et des dividendes sur les actions privilégiées de 18 millions de dollars. En 2011, les dividendes en espèces par action ordinaire se sont élevés à 1 500 $, comparativement à 100 $ par action ordinaire en 2010. Les dividendes en espèces par action privilégiée se sont chiffrés à 1,375 $ en 2011 et en 2010.

Le 10 février 2012, nous avons déclaré des dividendes à la province d'un montant de 281 millions de dollars, composés de dividendes sur les actions ordinaires de 277 millions de dollars et de dividendes sur les actions privilégiées de 4 millions de dollars.

La structure de notre capital devrait nous permettre d'atteindre les objectifs suivants : maintenir un accès continu et à long terme à des fonds, à des taux raisonnables et réaliser des rendements financiers appropriés. Pour assurer un accès continu à des fonds, nous visons une note de solvabilité à long terme dans la catégorie « A ».

Activités d'investissement

Les sorties nettes liées aux activités d'investissement, soit essentiellement des dépenses en immobilisations qui ont été engagées pour améliorer et renforcer notre infrastructure de transport et de distribution dans l'intérêt du public, se sont établies comme suit :

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	**2011**	**2010**	**Variation en $**	**Variation en %**
Transport	810	936	(126)	13
Distribution	628	629	(1)	-
Autres	9	5	4	80
	1 447	1 570	(123)	8

Transport

Les dépenses en immobilisations liées au transport ont diminué de 126 millions de dollars en 2011 pour atteindre 810 millions de dollars, comparativement à 2010. Les dépenses visant à agrandir et à consolider le réseau de transport se sont chiffrées à 416 millions de dollars, soit 108 millions de dollars de moins que durant l'exercice précédent. La plupart de ces dépenses ont été engagées dans le cadre des projets de mise à niveau des réseaux interrégionaux destinés à soutenir les objectifs en matière de mixité des sources d'approvisionnement pour la production de la province, mais nous continuons à faire des investissements importants dans des projets de raccordement de grands consommateurs ou d'approvisionnement local afin de composer avec la croissance de la charge. La baisse des dépenses comparativement à l'exercice précédent s'explique par le quasi-achèvement de certains projets pendant l'exercice considéré. Ces projets incluaient l'installation de compensateurs voltampères réactifs statiques complexes aux postes de transformation Nanticoke, Detweiler, Porcupine et Kirkland Lake. Les dépenses ont également été moindres depuis 2010 puisque des réseaux interrégionaux importants ont été achevés et mis en service durant l'exercice précédent, notamment l'installation de batteries de condensateurs dans le sud-ouest de l'Ontario et le projet de raccordement du poste de transformation Cherrywood au poste de transformation Claireville. Les projets d'approvisionnement local achevés en grande partie durant l'exercice précédent incluaient le projet de renforcement du réseau de transport de l'ouest de la région du Grand Toronto (la « RGT ») et le projet de raccordement de notre poste de transformation Hurontario au poste de transformation municipal Jim Yarrow. L'incidence de la réduction des dépenses a été partiellement contrebalancée par une

augmentation des investissements pendant l'exercice courant dans un certain nombre de projets de raccordement de grands consommateurs.

Les mises à niveau des réseaux interrégionaux ont entraîné des charges considérables pendant l'exercice à l'étude et ont inclus le projet de renforcement du réseau de transport de Bruce à Milton aux fins du raccordement des sources de production d'énergie nucléaire réaménagées et de nouvelles sources de production d'énergie éolienne dans la région Huron-Grey-Bruce. Au quatrième trimestre, les compensateurs voltampères réactifs statiques des postes de transformation Nanticoke et Detweiler ont été mis en service. À court terme, ce projet appuiera l'accroissement de la production de la centrale nucléaire Bruce et, à plus long terme, il améliorera la capacité de transfert entre le sud-ouest de l'Ontario et la RGT. De plus, nous avons installé un compensateur voltampère réactif statique au poste de transformation Kirkland Lake dans le cadre du projet d'installation de tels compensateurs aux postes de transformation Porcupine et Kirkland Lake. Le compensateur voltampère réactif statique du poste de transformation Porcupine a été mis en service à la fin de 2010. Ce projet a permis d'augmenter la capacité de transfert de l'interface nord-sud pour accéder à la production disponible au nord.

Les dépenses engagées dans le cadre de projets d'approvisionnement local ont inclus des investissements dans le projet de renforcement du réseau de transport de la région de Woodstock, pour en accroître la capacité et y garantir la fiabilité de l'approvisionnement, et dans le projet de reconstruction du poste extérieur au poste de transformation Burlington, qui permettra de remplacer l'infrastructure vieillissante et accroîtra la capacité d'approvisionnement de la charge en vue d'assurer un approvisionnement fiable aux abonnés de cette région. Pendant l'exercice, nous avons commencé les travaux concernant notre projet de renouvellement de l'infrastructure d'électricité relatif aux quartiers intermédiaires (auparavant le projet relatif aux quartiers intermédiaires de Toronto) en collaboration avec Toronto Hydro-Electric System Limited, en vue de remplacer les câbles et lignes aériennes vieillissants et d'accroître la capacité d'approvisionnement pour répondre à la croissance future de la charge dans les quartiers intermédiaires de Toronto ainsi que dans les régions plus à l'ouest.

Les dépenses engagées pour maintenir notre réseau de transport se sont établies à 335 millions de dollars, soit une baisse de 23 millions de dollars depuis 2010. La réduction a été principalement attribuable aux diminutions des dépenses effectuées en vue d'améliorer l'infrastructure de sécurité pour prévenir le vol de cuivre, puisque les travaux ont été achevés pendant l'exercice à l'étude, et des dépenses affectées aux travaux touchant les systèmes de protection et de contrôle, par rapport à l'exercice précédent, à la suite de la réaffectation des ressources vers des programmes de développement. Nous avons aussi enregistré une baisse des dépenses liées à l'achat stratégique de transformateurs électriques depuis l'exercice précédent. Afin d'assurer la fiabilité du transport, des achats avaient été faits en 2010 pour pallier les délais de livraison relativement longs de ces équipements essentiels. Ces baisses ont été partiellement contrebalancées par l'augmentation des besoins liés à la remise en état et au remplacement des lignes et des postes parvenus à la fin de leur durée de vie. Nos autres dépenses en immobilisations liées au transport se sont élevées à 59 millions de dollars, soit une hausse de 5 millions de dollars par rapport à celles de l'exercice précédent. La majeure partie de ces dépenses se rapporte à notre parc de véhicules et à la mise en valeur de la technologie de l'information.

Distribution

Les dépenses en immobilisations liées à la distribution ont légèrement diminué de 1 million de dollars par rapport à l'exercice précédent pour s'établir à 628 millions de dollars en 2011. Les dépenses en immobilisations visant à agrandir et à renforcer notre réseau de distribution se sont établies à 269 millions de dollars, soit une baisse de 68 millions de dollars depuis l'exercice précédent. Nous avons enregistré des diminutions compte tenu du quasi-achèvement des installations de compteurs intelligents vers la fin de 2010 ainsi qu'à l'égard de notre programme de compteurs en gros. Pendant l'exercice à l'étude, nous avons continué d'investir dans l'infrastructure du réseau de compteurs intelligents ainsi que dans la mise au point et l'intégration des systèmes requis pour le mode de tarification fondé sur la période d'utilisation, y compris la capacité de relevé de compteurs et l'intégration au centre de stockage des données des compteurs de la SIERE. Sur les 1,3 million d'abonnés dotés d'un compteur intelligent au 31 décembre 2011, plus de 1,1 million d'abonnés étaient assujettis au mode de tarification fondé sur la période d'utilisation. Nous avons aussi continué d'investir dans notre programme de RDP, lequel rehaussera notre exploitation et appuiera la production distribuée.

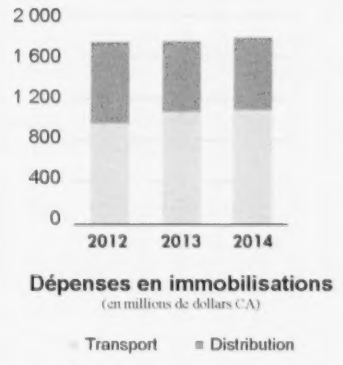
Les dépenses engagées pour maintenir notre réseau de distribution se sont établies à 240 millions de dollars, soit une hausse de 34 millions de dollars depuis 2010. Pendant l'exercice à l'étude, nous avons enregistré des dépenses

accrues au titre des réparations urgentes en raison du nombre plus élevé de tempêtes, y compris deux violentes tempêtes survenues en Ontario pendant le deuxième trimestre. Ces incidences ont été partiellement contrebalancées par une diminution des travaux liés à l'usage commun et à la relocalisation des lignes.

Nos autres dépenses en immobilisations liées à la distribution se sont établies à 119 millions de dollars, soit une hausse de 33 millions de dollars par rapport à 2010. Cette hausse découle essentiellement des charges engagées pour la prochaine phase du projet d'amélioration et de remplacement des systèmes de technologie de l'information à l'échelle de la société relativement à notre système d'information de la clientèle (le « SIC »). Outre le remplacement d'un système à la fin de sa durée de vie, la mise en place entraînera des améliorations qui, entre autres avantages, accroîtront la satisfaction de la clientèle au moyen de diverses méthodes, notamment la réduction du délai d'appel et la résolution du problème dès le premier appel grâce à une disponibilité de l'information plus rapide.

Dépenses en immobilisations futures

Notre budget de dépenses en immobilisations pour 2012 est d'environ 1,8 milliard de dollars. Les budgets d'investissement de nos entreprises de transport et de distribution sont respectivement d'environ 1 000 millions de dollars et 800 millions de dollars pour 2012. Les dépenses en immobilisations devraient s'établir à près de 1,8 milliard de dollars tant pour 2013 que pour 2014. Ces dépenses, qui rendent compte des investissements nécessaires pour pallier la vétusté de notre infrastructure, se chiffrent approximativement à 700 millions de dollars pour 2012, 950 millions de dollars pour 2013 et 1 000 millions de dollars pour 2014. Les budgets des projets de développement, y compris le RDP et les mises à niveau des réseaux interrégionaux, traduisant les objectifs en matière de mixité des sources d'approvisionnement et les besoins en approvisionnement local et ceux de notre réseau de production distribuée, s'établissent à environ 750 millions de dollars pour 2012, 600 millions de dollars pour 2013 et 550 millions de dollars pour 2014. Ces investissements rendent également compte des travaux exigés de nos clients, des travaux pour faciliter les raccordements des sources de production distribuée et du lancement du projet de RDP. Nos autres dépenses en immobilisations s'établissent approximativement à 350 millions de dollars pour 2012, 250 millions de dollars pour 2013 et 250 millions de dollars pour 2014. Ces dépenses tiennent compte du remplacement de notre système de facturation parvenu à la fin de sa durée de vie et de la mise à niveau de notre plateforme SAP à l'échelle de la société en vue d'accroître la productivité.



Transport

Les dépenses en immobilisations liées au transport devraient s'élever à environ 3,2 milliards de dollars de 2012 à 2014. Elles incluent des investissements importants pour gérer le remplacement et la remise en état de notre infrastructure de transport vieillissante, afin de garantir un approvisionnement d'énergie fiable et continu aux abonnées dans l'ensemble de la province. Le programme de dépenses en immobilisations inclut des investissements soutenus pour les systèmes et les postes afin de remplacer les disjoncteurs à air, les câbles souterrains, les équipements de communication secondaires et les transformateurs parvenus à la fin de leur durée de vie et de respecter les normes de cybersécurité de la North American Electricity Reliability Corporation. Ces investissements soutenus sont nécessaires pour continuer d'atteindre nos objectifs en matière de réglementation, de conformité, de sécurité et d'environnement.

Les projets liés aux réseaux interrégionaux afin de permettre une nouvelle production pour atteindre les objectifs en matière de mixité des sources d'approvisionnement comprennent le projet de renforcement du réseau de transport entre Bruce et Milton visant le raccordement de sources de production d'énergie nucléaire et de nouvelles sources d'énergie éolienne dans la région de Huron-Grey-Bruce. Ce projet devrait être mis en service en 2012. D'autres dépenses en immobilisations importantes qui sont prévues incluent le projet de renouvellement de l'infrastructure d'électricité relatif aux quartiers intermédiaires, en vue d'accroître la capacité d'approvisionnement pour répondre à la croissance future de la charge dans les quartiers intermédiaires de Toronto ainsi que dans les régions plus à l'ouest, le projet prioritaire de compensation réactive dans le sud-ouest de l'Ontario, pour augmenter la capacité

du réseau de transport Bruce, le projet du poste de transformation de la région d'Oshawa, pour accroître la capacité d'autotransformation à 500-230 kV dans l'est de la RGT dès le printemps de 2015 et le projet de remise en état du poste de commutation au poste de transformation Hearn. Les investissements en matière de transport pour le RDP et les besoins liés à la production distribuée sont également prévus dans le programme. La réalisation du projet concernant le poste de transformation Hearn et la mise à niveau de quatre autres postes de transformation permettront ensemble d'accroître la capacité de transport d'au plus 600 MW.

Le 22 décembre 2010, nous avons reçu une lettre du ministre de l'Énergie nous demandant d'entreprendre les travaux de planification et de développement nécessaires en vue de projets de transport définis et de mises à niveau qui permettront le développement sans risque et fiable d'autres énergies renouvelables. Les dépenses en immobilisations estimatives associées à ces projets et aux mises à niveau du réseau pourraient atteindre environ 700 millions de dollars sur une période allant jusqu'aux dates de mise en œuvre de ces projets. Le 28 février 2011, la CEO a modifié le permis de transport de Hydro One Networks, conformément à une directive adressée à la CEO par le ministre de l'Énergie. En raison de la modification de son permis, Hydro One Networks est tenue d'élaborer et de faire approuver ces projets conformément aux recommandations de l'OEO. Dans une lettre datée du 7 avril 2011, l'OEO a défini l'étendue et le calendrier en vue d'accroître la capacité de court-circuit ou la capacité des transformateurs de 10 à 15 postes de transformation mentionnés dans le permis aux fins de la production d'énergie renouvelable à petite échelle. Une de ces mises à niveau a été terminée en 2011 et, à l'heure actuelle, nous prévoyons que les six postes rénovés seront mis en service en 2012. Des solutions de rechange ont été élaborées pour les trois autres postes à rénover. Le coût en capital global des postes pourrait atteindre 50 millions de dollars. Le 30 juin 2011, nous avons reçu une lettre de l'OEO incluant des recommandations sur l'étendue et sur le calendrier concernant la reconnexion de deux circuits entre Sarnia et London, pour le projet de mise à niveau du réseau de transport de l'ouest de London, afin de permettre le raccordement d'installations de production d'énergie renouvelable additionnelle dans la région de l'ouest de London, selon une date de mise en service applicable en décembre 2014. Le 3 octobre 2011, nous avons reçu une lettre de l'OEO qui incluait des recommandations sur l'étendue et sur le calendrier du projet prioritaire de compensation réactive dans le sud-ouest de l'Ontario (auparavant le « projet de compensation dans le sud-ouest de l'Ontario »). Après avoir évalué les options, l'OEO nous a recommandé d'installer un compensateur voltampère réactif statique au poste de commutation Milton afin d'accroître la capacité du réseau de transport Bruce. Nous attendons la recommandation de l'OEO au sujet de la construction d'une ligne de transport dans le sud-ouest de la ville de London.

Conformément au protocole d'entente entre Sa Majesté la Reine du chef de l'Ontario représentée par le ministre de l'Énergie (l'« actionnaire ») et notre société, l'actionnaire a fait une déclaration, en date du 19 avril 2011, en vertu du paragraphe 108(3) de la Loi sur les sociétés par actions (Ontario) qui traite du recouvrement du coût des dépenses lié à la modification des conditions de permis du 28 février 2011. Plus précisément, les droits, pouvoirs et obligations des administrateurs de notre société ont été restreints en ce qui a trait à toute décision portant sur ce qui suit : la poursuite du recouvrement des coûts par Hydro One Networks dans le cadre du Programme de TRG pour les microprojets et les petits producteurs (exemption au titre de l'affectation des capacités) ou des promoteurs de ces projets au titre des investissements faits et des dépenses engagées, ou devant l'être, par Hydro One Networks afin de financer de manière appropriée la mise à niveau d'au plus 15 postes de transformation aux termes des modifications des conditions de permis en date du 28 février 2011 apportées au permis de transport de Hydro One Networks; la poursuite du recouvrement des coûts par Hydro One Networks au moyen des mécanismes réglementaires conçus pour permettre finalement le recouvrement des coûts auprès des abonnés du réseau d'électricité de l'Ontario au moyen des tarifs d'électricité; la décision à savoir s'il y a lieu de poursuivre et de mettre en œuvre des mesures de recouvrement des coûts en interne ou des mesures de compression des coûts visant à compenser les coûts associés aux mises à niveau, et de poursuivre d'autres stratégies de minimisation des coûts et d'accroître le rapport global coût-efficacité de notre société, y compris le calendrier de telles décisions. En 2011, nous avons investi environ 19 millions de dollars dans ces projets et imputé ce montant aux résultats d'exploitation.

En août 2010, la CEO a instauré un cadre de désignation concurrentielle pour l'aménagement de projets de transport admissibles. De ce fait, nous n'avons pas inclus dans notre budget lié aux dépenses en immobilisations les projets qui pourraient satisfaire à la définition du mot agrandissement tel qu'il est employé dans le contexte du régime de concurrence de la CEO. Nous n'engagerons pas de dépenses en immobilisations importantes sans une attente raisonnable de recouvrement au moyen de nos tarifs, à l'exception de la mise à niveau susmentionnée des postes de transformation.

Le calendrier réel et les dépenses de nombreux projets de développement sont incertains, car ils dépendent de diverses approbations, notamment les approbations de la CEO concernant la construction et les évaluations environnementales, des négociations avec les clients, des sociétés de services publics voisins et d'autres parties prenantes, des consultations avec des Premières nations et des communautés métis ainsi que du calendrier et de l'ampleur des contributions des producteurs à l'égard des installations de transport.

Distribution

Les dépenses en immobilisations pour notre entreprise de distribution devraient s'élever à environ 2,2 milliards de dollars de 2012 à 2014. Elles incluent des investissements pour assurer le soutien de notre infrastructure d'immobilisations. Nos travaux de base continuent d'être axés sur le rendement de nos actifs de distribution vieillissants afin d'améliorer la fiabilité du réseau. Nous effectuons des investissements continus pour remplacer les équipements et les composantes parvenus à la fin de leur durée de vie, pour mettre en place le RDP dans le cadre de cette rénovation et surtout pour remplacer les poteaux de bois pour assurer la fiabilité. De plus, nous continuerons à nous attaquer aux questions relevant de la demande de nouveaux raccordements de la charge, des appels de dépannage, des travaux de réparation après des tempêtes et du renforcement de la capacité du réseau.

Les dépenses de développement liées à la distribution pendant l'exercice à l'étude ont été principalement affectées aux travaux exigés de nos clients, notamment les raccordements et les mises à niveau, la mise en place du RDP, les travaux pour faciliter les raccordements pour la production distribuée, y compris les mises à niveau des postes, les équipements de protection et de contrôle, les nouvelles lignes et certains travaux disputables à l'égard desquels nous avons reçu des apports de capitaux. En 2012 et 2013, nous prévoyons gérer un nombre important de projets partout dans la province pour répondre à la croissance de la charge et limiter le stress imposé aux composantes de nos réseaux.

Les dépenses liées à la production distribuée sont fondées sur notre estimation du nombre de raccordements prévus, lequel a diminué compte tenu des résultats constatés depuis 2009 et des changements apportés au Programme de TRG. Le budget inclut uniquement les dépenses des projets assortis de contrats conclus avec l'OEO aux termes du Programme de TRG et du programme de TRG pour les microprojets qui devraient être raccordés à notre réseau de distribution.

En 2012, le projet de RDP continuera d'être axé sur le développement de solutions techniques et le début de sa mise en place dans les régions de la province où les besoins opérationnels sont les plus élevés. Au départ, nous mettrons l'accent sur l'intégration du système de gestion de la distribution avec les équipements intelligents de réseau d'électricité pour soutenir la production distribuée intégrée, ce qui permettra aussi de tirer avantage de l'intégration des systèmes existants pour la gestion des interruptions et la répartition des équipes.

Le système de facturation actuel de la société est presque parvenu à la fin de sa durée de vie, et son maintien et son utilisation sont coûteux. Nous avons lancé un projet en 2011 en vue de remplacer notre système d'information de la clientèle par le module client conforme au système utilisé à la grandeur de l'entreprise. Ce projet SIC a débuté en 2011. La mise au point se poursuivra en 2012 et la réalisation des essais devrait avoir lieu en 2013.

Sommaire des obligations contractuelles et autres engagements commerciaux

Le tableau suivant présente un sommaire de notre dette et de nos autres obligations contractuelles importantes ainsi que d'autres engagements commerciaux importants.

Aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	**Total**	**2012**	**2013-2014**	**2015-2016**	**Après 2016**
Obligations contractuelles *(échéances annuelles)*					
Dette à long terme – remboursements de capital	7 975	600	1 350	1 000	5 025
Dette à long terme – paiements d'intérêts	6 779	408	716	615	5 040
Convention d'impartition d'Inergi LP (« Inergi »)[1]	420	138	261	21	-
Engagements découlant des contrats de location-exploitation	54	9	15	10	20
Obligations liées à l'environnement et à la mise hors service d'immobilisations[2]	329	30	61	48	190
Total des obligations contractuelles[6]	15 557	1 185	2 403	1 694	10 275
Autres engagements commerciaux *(selon l'année d'échéance)*					
Ligne de crédit bancaire[3]	1 250	-	1 250	-	-
Lettres de crédit[4]	125	125	-	-	-
Garanties[4]	326	326	-	-	-
Régime de retraite[5]	164	152	12	-	-
Total des autres engagements commerciaux	1 865	603	1 262	-	-

[1] Le 1er mai 2010, nous avons prorogé notre convention de services cadre avec Inergi pour une période supplémentaire de trois ans. L'échéance de la convention, prévue le 29 février 2012, a été prorogée au 28 février 2015. Aux termes de la convention prorogée, Inergi fournira des services d'impartition en traitement des affaires et en technologies de l'information, ainsi que des services de soutien du système principal liés essentiellement à l'implantation et à l'optimisation du système SAP. Les montants présentés tiennent compte d'un ajustement visant un taux d'inflation annuel estimatif variant de 1,8 % à 3,0 %.

[2] Nous comptabilisons un passif au titre des dépenses futures estimatives liées à l'élimination progressive ou à la destruction des huiles isolantes contaminées aux biphényles polychlorés (les « BPC ») contenues dans les équipements électriques et au titre de l'évaluation et de la remise en état des terrains contaminés, ainsi que des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations pour le retrait des équipements contaminés à l'amiante dans nos installations et pour la désaffection et le retrait de certains postes de commutation. Le schéma des dépenses tient compte de notre programme des travaux prévus pour les périodes.

[3] Comme garantie de notre programme de papier commercial, nous avons une facilité de crédit de soutien renouvelable de 1 250 millions de dollars auprès d'un consortium bancaire qui arrive à échéance en juin 2014.

[4] Nous avons des lettres de crédit bancaires dont l'encours s'élève à 124 millions de dollars relativement à des conventions de retraite. L'autre tranche de 1 million de dollars comprise dans les lettres de crédit a trait à des lettres de crédit d'exploitation. Nous avons aussi offert du soutien de prudence à la SIERE au nom de nos filiales, comme l'exigent les règles du marché, au moyen de garanties de la société mère, d'un montant maximal de 325 millions de dollars ainsi qu'au nom de deux distributeurs au moyen de garanties d'un montant maximal de 660 000 $. Bien qu'aucune lettre de crédit ne soit requise aux fins du soutien de prudence, des lettres de crédit bancaires devront être à nouveau émises advenant une détérioration de notre note de solvabilité en deçà de la catégorie « Aa ».

[5] Les cotisations à la caisse de retraite sont versées avec un décalage de un mois. Les cotisations pour 2012 sont fondées sur une évaluation actuarielle établie en date du 31 décembre 2009 et déposée en septembre 2011. Nous prévoyons que nos cotisations annuelles au régime de retraite atteindront environ 152 millions de dollars en 2012 en fonction du niveau prévu des gains ouvrant droit à pension. Les cotisations après 2012 seront fondées sur une évaluation actuarielle en date du 31 décembre 2012 au plus tard et dépendront des rendements futurs des placements et des modifications des prestations ou des hypothèses actuarielles. Les estimations des cotisations au-delà de 2012 n'ont pas encore été établies.

[6] De plus, notre société a conclu diverses ententes portant sur l'achat de biens ou de services à l'appui de ses programmes de travaux, lesquelles sont exécutoires et lient les parties. Aucune de ces ententes n'est considérée comme importante et la plupart d'entre elles ne peuvent pas être prorogées au-delà du 31 décembre 2012.

Les montants figurant dans le tableau précédent au poste « Dette à long terme – remboursements de capital » ne sont pas imputés à nos résultats d'exploitation, mais sont reflétés dans notre bilan consolidé et dans notre état consolidé des flux de trésorerie. Les intérêts associés à cette dette sont comptabilisés dans les charges de financement dans notre état des résultats ou dans nos programmes d'immobilisations. Les paiements aux termes des contrats de

location-exploitation et de notre convention d'impartition avec Inergi sont comptabilisés dans les charges d'exploitation, d'entretien et d'administration à notre état consolidé des résultats ou dans nos dépenses en immobilisations. Les dépenses découlant de nos programmes liés à l'environnement et des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations ne sont pas imputées à nos résultats d'exploitation, mais elles sont plutôt portées dans notre bilan consolidé et dans notre état consolidé des flux de trésorerie.

OPÉRATIONS ENTRE APPARENTÉS

Les opérations entre apparentés englobent principalement les produits tirés du transport et les achats d'électricité auprès de la SIERE, laquelle est un apparenté de par son statut d'agence de notre actionnaire, la province. Les variations de ces montants par rapport à l'exercice précédent sont plus amplement décrites dans l'analyse de nos produits tirés du transport et de nos coûts d'achat d'électricité. Les autres opérations importantes entre apparentés comprennent le versement de dividendes à la province et nos paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés qui ont été payés ou qui sont à payer à la SFIEO. En janvier 2010, la société a fait l'acquisition de 250 millions de dollars de billets à taux variable de la province d'Ontario venant à échéance le 19 novembre 2014 comme autre forme de liquidité visant à compléter ses facilités de crédit bancaires.

ANALYSE DE LA CONJONCTURE ÉCONOMIQUE

Incidence de la charge sur les produits

La charge d'électricité devrait baisser en 2012 en raison de l'incidence des programmes de CGD et de production intégrée, facteur compensé en partie par la hausse de la charge associée à la croissance de l'économie dans tous les secteurs économiques de l'Ontario. Dans l'ensemble, la croissance de la charge attribuable à l'économie seule devrait être de 0,8 % environ, le secteur commercial dépassant quelque peu les secteurs résidentiels et industriels. L'incidence des programmes de CGD et de production intégrée devrait avoir des répercussions défavorables, respectivement, d'approximativement 1,2 % et 1,1 % sur la croissance de la charge. Dans l'ensemble, la charge devrait baisser d'environ 1,5 %. Une réduction de la charge au-delà de la charge prévue comprise dans nos besoins approuvés en matière de produits aurait une incidence défavorable sur nos résultats financiers.

Incidence des taux d'intérêt

Les variations des taux d'intérêt influeront sur le calcul des besoins en matière de produits que nous présentons à la CEO aux fins de la tarification. Le rendement des capitaux propres est le premier élément touché par les taux d'intérêt. La formule d'ajustement approuvée par la CEO aux fins du calcul du rendement des capitaux propres augmentera ou diminuera d'un pourcentage représentant 50 % de la variation entre la prévision actuelle relative au taux de rendement des obligations du Canada à long terme et le taux sans risque de 4,25 %, et d'un pourcentage représentant 50 % de la variation de l'écart entre les taux des obligations des sociétés de services publics canadiennes notées « A » à 30 ans, et des obligations de référence du Canada à 30 ans, établi à 1,415 %. Nous estimons qu'une diminution de 1 % de la prévision du taux de rendement des obligations du gouvernement du Canada à long terme ou de l'écart des sociétés de services publics canadiennes notées « A » utilisé aux fins de la formule de la CEO servant à calculer notre taux de rendement des capitaux propres réduirait les résultats d'exploitation des entreprises de transport et de distribution de Hydro One Networks d'environ 18 millions de dollars et 10 millions de dollars respectivement. Le deuxième élément de nos besoins de produits qui est touché par les taux d'intérêt est le rendement de nos titres d'emprunt. Tout écart entre les taux d'intérêt réels des nouvelles émissions de tels titres et ceux approuvés aux fins du rendement par la CEO influerait sur nos résultats d'exploitation.

Coûts des intrants et établissements des prix des biens

Pour réaliser nos programmes de travaux continus, nous devons nous procurer des matières, des fournitures ainsi que des services. Pour gérer nos coûts dans leur ensemble, nous concluons régulièrement des conventions de sécurité d'approvisionnement, des ententes visant des matières essentielles et des services ainsi que des contrats cadre, nous forgeons des alliances avec des fournisseurs et nous gérons nous-mêmes nos stocks d'articles courants. De telles ententes couvrent des périodes précises et sont surveillées de près. Lorsque cela est à notre avantage, nous tissons des liens contractuels à long terme avec des fournisseurs afin d'optimiser le coût des produits et services et d'assurer la disponibilité et l'approvisionnement en temps opportun des denrées essentielles. Compte tenu de

nos mesures stratégiques en matière d'achat, nous ne prévoyons pas que la conjoncture économique nuira à nos entreprises pour ce qui est du caractère adéquat et du calendrier d'approvisionnement ainsi que du risque de crédit que posent nos contreparties. Par ailleurs, nous avons été en mesure de réaliser des économies grâce à nos initiatives stratégiques en matière d'achats.

Financement par emprunt

Les rentrées nettes liées aux activités d'exploitation, après le versement des dividendes prévus, ne nous permettront pas de financer nos dépenses en immobilisations ou de rembourser nos emprunts parvenus à échéance et de nous acquitter de nos autres obligations en matière de liquidité (se reporter à la rubrique « Gestion des risques et facteurs de risque – Risque lié au financement par emprunt »). Nous avons besoin des fonds d'emprunt que nous procurent nos programmes de billets à moyen terme et de papier commercial. Au 31 décembre 2011, le programme de papier commercial est soutenu par des facilités de trésorerie totalisant 1 500 millions de dollars composées d'une facilité de crédit renouvelable consentie de 1 250 millions de dollars obtenue auprès d'un consortium bancaire et de billets à taux variable de la province d'Ontario de 250 millions de dollars. En 2011, nous avons encore obtenu suffisamment de fonds à un coût raisonnable sur le marché canadien des titres d'emprunt ayant un bon rapport coût-efficacité par l'intermédiaire de nos programmes de billets à moyen terme sur les marchés financiers canadiens et nous disposons de liquidités suffisantes. La conjoncture économique a été volatile en 2011 et nous prévoyons qu'il en sera de même en 2012.

Régime de retraite

En 2011, l'actif au titre des prestations constituées inscrit à notre bilan consolidé a augmenté de 6 millions de dollars pour s'établir à 466 millions de dollars. Nous avons versé des cotisations de 153 millions de dollars au régime de retraite en 2011, y compris un paiement de liquidation partielle de 4 millions de dollars. Nous avons engagé des coûts nets périodiques au titre des prestations de 148 millions de dollars. À des fins comptables, l'obligation de retraite non capitalisée de 297 millions de dollars en 2010 a augmenté de 482 millions de dollars pour atteindre 779 millions de dollars. Le régime a enregistré un rendement positif d'environ 2,19 % au cours de l'exercice. En revanche, le régime a également été touché par une augmentation de l'obligation au titre des prestations constituées du fait principalement de la baisse du taux d'actualisation utilisé aux fins de la comptabilité (se reporter à la rubrique « Estimations comptables d'importance critique – Avantages sociaux futurs »).

GESTION DES RISQUES ET FACTEURS DE RISQUE

Nous avons instauré un programme de gestion des risques d'entreprise qui vise à équilibrer les risques commerciaux et le rendement. Une méthode à l'échelle de la société permet de gérer les risques financiers et stratégiques ainsi que les risques liés à l'exploitation et à la réglementation et de les harmoniser à nos objectifs d'affaires stratégiques.

Bien que nous croyions que la gestion du risque incombe à tous les salariés, le conseil d'administration examine annuellement la tolérance au risque de notre société et son profil de risque. Le comité d'audit et des finances examine chaque année l'état du cadre de contrôle interne. C'est à notre présidente et chef de la direction que revient la responsabilité ultime de la gestion des risques. Notre équipe de direction, laquelle relève directement de la présidente et chef de la direction, surveille les risques auxquels la société est exposée. Notre chef du risque est chargé de surveiller et d'examiner régulièrement notre profil de risque et nos pratiques, et notre vice-président directeur et chef des finances, d'assurer que le programme de gestion des risques fait partie intégrante de notre stratégie, de notre planification et de nos objectifs. Toutes nos filiales, de même que les principales fonctions spécialisées et les principaux services locaux, doivent procéder à une évaluation officielle des risques et concevoir une stratégie d'atténuation des risques.

Notre chef du risque fournit son soutien au comité d'audit et des finances, à la présidente et chef de la direction et au vice-président directeur et chef des finances. Il s'assure notamment de la coordination des politiques et des programmes sur les risques, de l'établissement de seuils de tolérance au risque ainsi que de la préparation des évaluations du risque et des profils de risque, et il aide les cadres hiérarchiques et fonctionnels à s'acquitter de leurs responsabilités. Il incombe au personnel d'audit interne d'effectuer des examens indépendants de l'efficacité des politiques, des procédés et systèmes de gestion des risques.

Propriété de la province

La province détient la totalité de nos actions en circulation. Par conséquent, elle a le pouvoir de déterminer la composition de notre conseil d'administration et d'en nommer le président, et peut influer directement sur nos principales décisions d'affaires et d'entreprise. Le gouvernement de l'Ontario et nous-mêmes avons conclu une entente de principe relativement à certains aspects de la gouvernance de notre société. En septembre 2008 et en vertu de cette entente, la province a produit une déclaration retirant certains pouvoirs aux administrateurs de la société en matière de délocalisation d'emplois aux termes de la convention d'impartition conclue avec Inergi. En 2009, la province a demandé à Hydro One, comme à d'autres entités, de se conformer à certaines mesures de reddition de comptes concernant les contrats de consultation ainsi que les frais de déplacement des employés, de repas et de représentation. La province pourrait nous demander de respecter d'autres mesures de reddition de comptes ou de produire d'autres déclarations semblables dans l'avenir et certaines d'entre elles pourraient nuire sensiblement à nos activités. Les notes de solvabilité de Hydro One pourraient changer en fonction des notes de solvabilité de la province dans la mesure où les agences de notation relient les deux notes étant donné qu'Hydro One appartient à la province.

Des conflits d'intérêts entre Hydro One et la province peuvent survenir en raison de l'obligation qu'a la province d'agir dans le meilleur intérêt des résidents de l'Ontario à l'égard d'un grand nombre de questions, y compris la réglementation de l'industrie de l'électricité et des questions environnementales, toute cession ou opération future par la province relativement à sa participation dans notre société, le fait que la province est propriétaire d'Ontario Power Generation Inc. et le calcul du montant du dividende ou des montants en remplacement des impôts. Nous pourrions être dans l'incapacité de résoudre tout conflit potentiel avec la province selon des modalités qui nous conviennent, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable importante sur nos activités.

Risque lié à la réglementation

Nous sommes assujettis au risque lié à la réglementation, y compris l'approbation par la CEO des tarifs pour nos entreprises de transport et de distribution offrant une possibilité raisonnable de recouvrer les coûts estimatifs de la prestation du service sécuritaire et fiable en temps opportun et de réaliser les taux de rendement approuvés.

La CEO approuve nos tarifs de transport et de distribution d'après les niveaux projetés de charge et de consommation d'électricité. Si la charge ou la consommation réelle se révélait inférieure aux niveaux projetés, notre taux de rendement des capitaux propres pour l'une ou l'autre de ces entreprises, ou les deux, pourrait considérablement s'en ressentir. De plus, nos besoins en matière de produits pour ces entreprises sont fondés sur des hypothèses de coûts qui pourraient ne pas se concrétiser. Rien ne garantit que la CEO autorisera des hausses tarifaires suffisantes pour neutraliser l'incidence financière défavorable de changements non prévus de la demande d'électricité ou de nos coûts.

Notre charge pourrait aussi subir l'incidence négative des programmes de CGD. En vertu du PÉLT de 2010, l'OEO doit atteindre des cibles de CGD provisoires de 4 550 MW pour la demande provinciale d'électricité en période de pointe estivale et des économies d'énergie cumulatives de 13 TWh d'ici la clôture de 2015. La directive du 31 mars 2010 du ministère de l'Énergie et de l'Infrastructure d'alors établit une cible de CGD à l'échelle de la province pour les EDL de 1 330 MW et de 6 000 GWh pour la période de 2011 à 2014. Les cibles ont été fixées à 214 MW et à 1 130 GWh pour Hydro One Networks ainsi qu'à 46 MW et 190 GWh pour Hydro One Brampton Networks pour la période de 2011 à 2014. Ces prévisions sont prises en compte dans nos besoins en matière de produits en vue de leur approbation par la CEO afin de nous assurer que les cibles de CGD visées n'entraînent pas une baisse de nos produits. Nous courons le risque que nos produits diminuent si ces cibles sont dépassées. Établi en septembre 2010, le code de CGD pour les distributeurs d'électricité fixe les obligations et les exigences auxquelles les distributeurs autorisés doivent se conformer selon les cibles de CGD définies dans leurs licences. Ce code prévoit également des conditions et des règles que les distributeurs autorisés doivent suivre s'ils choisissent d'utiliser les programmes CGD approuvés par la CEO afin d'atteindre leurs cibles de CGD. La mise en place de ce code pourrait avoir une incidence défavorable sur les produits, sans aucune compensation appropriée. La CEO a reconnu le besoin de compenser les services publics pour toute perte de produits découlant de ces programmes, mais l'approche, l'ampleur et l'échéancier d'un tel mécanisme de compensation n'ont pas encore été établis. Nous sommes aussi assujettis au risque de perte de produits en raison d'autres facteurs, notamment les tendances économiques et les conditions météorologiques.

Conformément au PÉLT, nous prévoyons effectuer, au cours des prochains exercices, des investissements en vue de procéder au raccordement de nouveaux postes de production d'énergie renouvelable. De plus, il est toujours possible que nous devions engager des dépenses en immobilisations imprévues pour entretenir ou améliorer nos actifs étant donné surtout, qu'une nouvelle technologie est nécessaire pour permettre la production d'énergie renouvelable et que des problèmes techniques non prévus pourraient être décelés dans la mise en œuvre des projets. Il existe un risque que la CEO ne nous autorise pas à recouvrer la totalité de ces investissements à l'avenir. Dans la mesure du possible, nous nous efforçons d'atténuer ce risque en nous assurant d'effectuer des dépenses prudentes, en demandant à l'organisme de réglementation des directives claires sur le partage des coûts ainsi que l'approbation préalable de nos dépenses en immobilisations.

Même si nous prévoyons que toutes ces dépenses seront entièrement recouvrables après examen par la CEO, toute décision réglementaire future de rejeter ou d'en limiter le recouvrement pourrait entraîner une dépréciation des actifs et des imputations à nos résultats d'exploitation, ce qui pourrait avoir une incidence négative sur notre entreprise.

Risque lié au financement par emprunt

Nous prévoyons contracter des emprunts pour rembourser notre dette existante et financer une partie de nos dépenses en immobilisations. Un montant élevé de notre dette actuelle viendra à échéance en 2012 et en 2015, dont des tranches de 600 millions de dollars pour 2012 et 600 millions de dollars pour 2013. Nous prévoyons engager des dépenses en immobilisations d'environ 1,8 milliard de dollars tant pour 2012 que pour 2013. Les flux de trésorerie d'exploitation, après le paiement des dividendes prévus, ne seront pas suffisants pour financer le remboursement de notre dette existante et de nos dépenses en immobilisations. Notre capacité à obtenir un financement par emprunt suffisant et à un coût raisonnable pourrait subir considérablement l'incidence négative de nombreux facteurs, notamment le cadre réglementaire en Ontario, nos résultats d'exploitation et notre situation financière, les conditions du marché, les notes attribuées à nos titres d'emprunt par les agences de notation et la conjoncture économique générale. Notre incapacité à emprunter des montants importants selon des modalités satisfaisantes pourrait entraver notre capacité à rembourser la dette arrivant à échéance, à engager des dépenses en immobilisations et à respecter d'autres obligations et engagements; ce qui pourrait avoir, par conséquent, une incidence négative sur notre entreprise.

Risque lié aux projets de transport

La quantité d'énergie pouvant être acheminée par nos réseaux de transport est limitée en raison des caractéristiques physiques des lignes de transport et des restrictions en matière d'exploitation. En Ontario, de raccordements nouveaux et prévus à des installations de production, y compris les raccordements aux installations de production d'énergie renouvelable découlant du Programme de TRG dans le cadre de la LEV, et la croissance de la charge ont augmenté si bien que certains tronçons de nos réseaux de transport et de distribution atteignent leur pleine capacité ou presque. Ces contraintes ou congestions limitent la capacité de notre réseau de transporter l'électricité de manière fiable à partir des nouvelles sources de production et de sources existantes (y compris au moyen d'interconnexions élargies avec les services publics voisins) aux grands centres de consommation ou de satisfaire aux charges accrues des abonnés. Par conséquent, nous avons commencé investir dans l'accroissement de la capacité de transport et l'amélioration de la fiabilité des livraisons des sources de production existantes et de sources futures aux abonnés ontariens.

Dans de nombreux cas, ces investissements sont tributaires d'un ou de plusieurs processus ou approbations suivants : les approbations environnementales, l'obtention des approbations de la CEO, notamment pour des expropriations, et les processus de consultation appropriés avec les Premières nations et les Métis. L'obtention des approbations de la CEO ou environnementales et le déroulement de ces processus dépendent aussi de l'opposition aux investissements dans les sites proposés, ce qui pourrait éventuellement influer sur la fiabilité du transport ou la qualité du service et, par conséquent, avoir des incidences défavorables sur nos activités.

Par suite de l'instauration du processus concurrentiel de planification du développement de projets de transport de la CEO le 26 août 2010, l'ensemble des transporteurs intéressés devra déposer une soumission auprès de la CEO relativement aux projets d'amélioration du réseau et des installations d'implantation visés. Par le passé, de tels projets auraient été accordés en fonction de nos tarifs et de notre permis de construction en vertu de l'article 92.

L'augmentation de la concurrence dans le secteur du transport pourrait avoir une incidence sur notre programme de travaux futurs et sur notre capacité d'élargir l'empreinte de notre réseau de transport actuel. De plus, seuls les frais de soumission de la soumission retenue sont recouvrables. Cette situation pourrait avoir une incidence défavorable sur notre entreprise.

État des actifs

Nous vérifions continuellement l'état de nos actifs et effectuons leur entretien, leur remise en état ou leur remplacement afin de nous assurer de leur bon fonctionnement et de garantir la constance de la qualité du service. Nos programmes de dépenses en immobilisations et d'entretien ont été ajustés à la hausse afin d'assurer le bon fonctionnement de nos actifs vieillissants. La réalisation de ces programmes est tributaire en partie de facteurs externes, comme la planification des interruptions avec la SIERE et les producteurs branchés à notre réseau, l'approbation du financement par la CEO et la disponibilité de la chaîne d'approvisionnement concernant les fournisseurs d'équipements et de services de consultation. De plus, les occasions de mettre des équipements hors service pour effectuer des travaux de construction et d'entretien se font de plus en plus rares par suite des priorités accordées à la clientèle et aux producteurs.

Nous avons modifié notre processus de planification, en y apportant des ajustements afin de tenir compte de ces facteurs de dépendance externes, et nous sommes prêts à relever ces défis pour réaliser nos programmes de travaux. En revanche, si nous ne pouvions mettre à exécution ces programmes en temps opportun et de façon optimale, le rendement de l'équipement fléchirait, ce qui risquerait de compromettre la fiabilité du réseau provincial ainsi que notre capacité de livrer suffisamment d'électricité ou d'assurer la sécurité de l'approvisionnement des abonnés, et d'accroître les coûts d'exploitation et d'entretien de ces actifs. Cette situation pourrait avoir une incidence défavorable importante sur notre entreprise.

Risque lié aux caractéristiques démographiques de la main-d'œuvre

À la clôture de 2011, environ 18 % de nos salariés étaient admissibles à la retraite et ce pourcentage pourrait atteindre 21 % d'ici 2013. Par conséquent, notre réussite dépend de notre capacité d'attirer et de fidéliser suffisamment d'employés compétents pour remplacer ceux qui partiront à la retraite. Il s'agira d'un défi de taille puisque nous prévoyons une vive concurrence sur le marché de la main-d'œuvre qualifiée dans les années à venir. De plus, nombre de nos employés possèdent une expérience et des compétences qui seront aussi très recherchées par les autres entreprises du secteur de l'électricité notamment. Nous avons déjà perdu un nombre important de membres de la direction, tant parmi les hauts dirigeants que ceux qui auraient pu logiquement leur succéder. Par conséquent, nous devons identifier plus tôt et perfectionner plus rapidement le personnel démontrant des aptitudes en gestion. De plus, nous devons continuer à parfaire nos programmes de formation technique et d'apprentissage ainsi que nos plans de relève afin de pouvoir répondre avec succès à nos besoins futurs en personnel d'exploitation. Notre incapacité à recruter et à fidéliser du personnel compétent pourrait avoir une incidence défavorable importante sur notre entreprise.

Risque environnemental

Notre système de gestion des questions de santé, de sécurité et d'environnement est conçu pour nous assurer que les dangers et risques sont détectés et évalués et que des contrôles sont instaurés afin d'atténuer les risques importants. Ce système comprend un comité de direction de notre conseil d'administration qui a la gouvernance à l'égard des questions environnementales. Compte tenu du territoire que traverse notre réseau et de la quantité d'équipements que nous détenons, nous ne pouvons en revanche garantir que tous ces risques seront décelés et atténués sans que cela entraîne des coûts et des dépenses importants pour notre société. Ce qui suit décrit certaines questions pouvant influer fortement sur nos activités.

Nous sommes assujettis à une réglementation environnementale fédérale, provinciale et municipale au Canada. En cas de non-conformité, nous pourrions faire l'objet d'amendes et autres pénalités. De plus, la présence ou l'émission de substances dangereuses ou autres pourraient donner lieu à des réclamations de tiers ou à des ordonnances gouvernementales exigeant des mesures précises de notre part, comme la tenue d'une enquête ainsi que le contrôle et la mise en œuvre de mesures correctives à l'égard des effets de ces substances. Nous participons actuellement à un programme volontaire d'évaluation et de remise en état de terrains touchant la plupart de

nos postes et centres de service. Ce programme comprend le repérage systématique de toute contamination qui provient de ces installations ou qui s'y trouve et, le cas échéant, la mise au point de plans de remise en état pour notre entreprise et les propriétés privées adjacentes. La contamination de nos biens pourrait limiter notre capacité de vendre ces actifs ultérieurement.

Nous constatons un passif en nous fondant sur nos meilleures estimations de la valeur actualisée des dépenses qu'il nous faudra engager à l'avenir afin de nous conformer aux règlements d'Environnement Canada concernant les BPC et de la valeur actualisée des dépenses futures pour effectuer notre programme d'évaluation et de remise en état des terrains. Les dépenses requises afin de nous acquitter de notre obligation au titre des BPC devraient être engagées sur la période se terminant en 2025, alors que les dépenses liées à l'évaluation et à la remise en état des terrains devraient l'être sur la période se terminant en 2020. Le montant réel des dépenses environnementales futures et réelles pourrait différer considérablement des estimations ayant servi au calcul des passifs environnementaux paraissant dans notre bilan. Nous ne disposons pas d'une couverture d'assurance à l'égard de ces dépenses environnementales.

En vertu des règlements en vigueur, nous prévoyons engager ultérieurement des dépenses afin de repérer, d'enlever et d'éliminer les équipements contenant de l'amiante dans certaines de nos installations. Nous comptabilisons une obligation liée à la mise hors service d'immobilisations à la valeur actualisée des dépenses estimatives futures. Les estimations sont fondées sur l'étude d'un expert externe relative aux dépenses actuelles associées au retrait de ces équipements de nos installations.

Nous sommes aussi exposés au risque que posent l'obtention d'approbations et de permis gouvernementaux et le renouvellement des approbations et permis existants relatifs à la construction ou à l'exploitation de nos installations. Ceci pourrait nécessiter la tenue d'évaluations environnementales ou l'imposition de conditions, ou les deux, et ainsi causer des retards et des hausses de coûts.

Nous prévoyons que l'ensemble de nos dépenses environnementales futures pourra continuer à être recouvré par les tarifs d'électricité futurs. Par contre, toute décision réglementaire future de rejeter ou d'en limiter le recouvrement pourrait avoir une incidence défavorable sur la société.

Les scientifiques et les spécialistes en santé publique étudient la possibilité que l'exposition aux champs électriques et magnétiques émanant des lignes d'électricité et d'autres sources électriques puisse causer des problèmes de santé. S'il devait être conclu que ces champs présentent de fait un risque pour la santé ou si l'État décidait d'instaurer des limites quant à l'exposition, des litiges pourraient s'ensuivre, et nous pourrions être tenus de prendre des mesures d'atténuation coûteuses comme la relocalisation de certaines de nos installations, ou bien éprouver des difficultés à trouver des emplacements pour de nouvelles installations et à en construire. N'importe lequel de ces événements pourrait avoir une incidence défavorable importante sur notre entreprise.

Risque lié aux événements naturels imprévus et autres

Nos installations sont exposées aux effets de conditions climatiques difficiles, de catastrophes naturelles, d'événements d'origine humaine, y compris des cyberattaques et des attaques physiques de type terroriste, et éventuellement, d'événements désastreux, tels qu'un accident ou incident majeur à l'installation d'un tiers (comme une centrale) à laquelle nos biens de transport ou de distribution sont raccordés. Bien que leur construction, leur exploitation et leur entretien soient conformes aux normes de l'industrie, nos installations pourraient ne pas résister à de telles éventualités en toute circonstance. Nous ne disposons pas d'une assurance contre les dommages causés à nos câbles, poteaux et pylônes de transport et de distribution situés à l'extérieur de nos postes de transport et de distribution dans ces circonstances. Les pertes de produits d'exploitation et les coûts des réparations pourraient être substantiels, surtout en ce qui concerne bon nombre de nos installations qui sont situées dans des régions éloignées. Nous pourrions aussi être visés par des réclamations pour des dommages causés par l'omission de transporter ou de distribuer de l'électricité. Notre risque est partiellement atténué du fait que notre réseau de transport est conçu et exploité pour pouvoir résister à la perte d'un élément important et que notre équipement est redondant, ce qui nous permet de livrer de grandes quantités d'électricité par d'autres moyens. Advenant une importante perte non assurée, nous présenterions une demande de recouvrement auprès de la CEO. En revanche, rien ne garantit que la CEO approuve notre demande, en totalité ou en partie, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable importante sur notre bénéfice net.

Risque lié à l'infrastructure de technologie de l'information

Notre capacité d'exercer nos activités de manière efficiente dans le marché ontarien de l'électricité dépend en partie du développement, du maintien et de la gestion de systèmes de technologie de l'information complexes qui sont utilisés pour faire fonctionner nos installations de transport et de distribution, nos systèmes financiers et de facturation et nos systèmes de gestion. Notre dépendance croissante à l'égard de nos systèmes de technologie de l'information et l'élargissement des réseaux de données augmentent notre exposition aux menaces informatiques. Nous atténuons ce risque au moyen de diverses méthodes, notamment l'utilisation d'outils de gestion des incidents compromettant la sécurité de nos systèmes de production et de gestion, en séparant notre réseau des systèmes de production de notre réseau des systèmes de gestion, en effectuant des analyses de nos systèmes pour découvrir les cybermenaces fréquentes et en sensibilisant notre personnel à l'échelle de la société. Nous faisons également appel à des experts externes pour évaluer la sécurité et la protection de la confidentialité de notre programme de compteurs intelligents relativement aux renseignements sur les abonnés. Nous procédons à des évaluations de la vulnérabilité de nos actifs électroniques critiques et nous veillons à ce que des contrôles de sécurité et de protection de la confidentialité soient intégrés aux nouveaux systèmes de technologie de l'information. Bien que des systèmes de sécurité et de contrôles en cas de sinistres soient en place, rien ne garantit qu'il n'y aura pas de défaillance de ces systèmes ou d'infractions à la sécurité. Les défaillances de ces systèmes ou les infractions à la sécurité, le cas échéant, pourraient avoir de lourdes conséquences pour notre société.

Risque lié au régime de retraite

Nous offrons un régime de retraite enregistré à prestations déterminées à la majorité de nos salariés. Les cotisations versées au régime de retraite sont fondées sur des évaluations actuarielles qui sont déposées auprès de la Commission des services financiers de l'Ontario au moins tous les trois ans. La dernière évaluation a été préparée en date du 31 décembre 2009 et déposée en septembre 2010. La société a versé des cotisations de 145 millions de dollars en 2010 et de 148 millions de dollars en 2011 à son régime de retraite pour répondre aux besoins de capitalisation minimaux. Une cotisation additionnelle ponctuelle de 48 millions de dollars a été faite en décembre 2010 et une cotisation additionnelle de 3,8 millions de dollars a été versée en 2011 pour financer une liquidation partielle du régime. Les cotisations au-delà de 2011 dépendront des rendements des placements ainsi que des variations des prestations et des hypothèses actuarielles et elles pourraient comprendre d'autres cotisations volontaires versées de temps à autre. Néanmoins, il est prévu que les cotisations futures soient importantes. Si la CEO établissait que certaines de nos charges au titre du régime de retraite n'étaient pas recouvrables auprès des abonnés, cette décision aurait une incidence défavorable importante sur la société, de même que ce risque pourrait être accru si le montant des cotisations requises augmentait.

Risque de marché et de crédit

Le risque de marché renvoie principalement au risque de pertes qui pourraient résulter des variations des prix des marchandises, des taux de change et des taux d'intérêt. Nous ne sommes pas exposés au risque de prix. Nous sommes assujettis au risque de change puisque, dans le cadre de nos programmes et projets d'investissement, nous concluons des contrats d'achat de matières et d'équipements que nous réglons en devises. Ce risque de change est négligeable. Il se peut que nous émettions des titres d'emprunt libellés en devises dans l'avenir, titres que nous devrions couvrir en dollars canadiens conformément à notre politique de gestion des risques. Nous sommes exposés aux fluctuations des taux d'intérêt puisque notre taux de rendement réglementé est établi à l'aide d'une formule fondée en partie sur la prévision relative aux taux de rendement des obligations du Canada à long terme. Nous estimons qu'une diminution de 1 % du taux de rendement prévu des obligations du gouvernement du Canada à long terme, qui sert à déterminer notre taux de rendement des capitaux propres, réduirait le bénéfice net de l'entreprise de transport de Hydro One Network d'environ 18 millions de dollars et celui de notre entreprise de distribution d'environ 10 millions de dollars. Notre bénéfice net subit les contrecoups des hausses des taux d'intérêt puisque notre dette à long terme qui vient à échéance est refinancée aux taux du marché. Nous recourons périodiquement à des swaps de taux d'intérêt pour atténuer certains éléments du risque de taux d'intérêt.

Les actifs financiers comportent le risque qu'une contrepartie ne respecte pas ses engagements, entraînant une perte financière. Les instruments financiers dérivés exposent la société au risque de crédit étant donné qu'il est possible que la contrepartie ne respecte pas ses engagements. Nous surveillons et tentons de réduire au minimum le risque de crédit en recourant à diverses techniques, y compris traiter avec des contreparties qui jouissent d'une note

de solvabilité élevée, limiter le degré d'exposition totale à des contreparties individuelles, conclure des ententes cadres permettant un règlement au net et surveiller la situation financière de nos contreparties. Nous ne négocions pas de dérivés dans le secteur de l'énergie. Cependant, nous avons de temps à autre des swaps de taux d'intérêt en cours. À l'heure actuelle, il n'existe aucune concentration importante du risque de crédit à l'égard d'une catégorie donnée d'actifs financiers. Nous devons fournir de l'électricité pour le compte de détaillants concurrents et d'EDL intégrées aux fins de sa revente à leurs clients. Les concentrations du risque de crédit en résultant sont atténuées grâce à divers accords de garantie, notamment des lettres de crédit, qui sont intégrés à nos contrats de services avec ces détaillants conformément au code des règlements de détail de la CEO. Une gestion inadéquate de ces risques pourrait avoir une incidence défavorable importante sur la société.

Risque lié aux relations de travail

La vaste majorité de nos employés sont représentés par le Syndicat des travailleurs et travailleuses du secteur énergétique (le « PWU ») ou la Society of Energy Professionals (la « SEP »). Au cours des dernières années, des efforts considérables ont été déployés afin d'accroître notre souplesse pour permettre une exploitation plus efficace sur le plan des coûts. Même si nous avons obtenu davantage de souplesse aux termes de nos conventions collectives, notamment une réduction des prestations de retraite, dans le cas des employés membres de la SEP embauchés après novembre 2005, similaire à une réduction antérieure visant le personnel de gestion, nous ne serons pas nécessairement en mesure d'obtenir d'autres améliorations. La convention collective actuelle du PWU arrivera à échéance le 31 mars 2013 et celle de la SEP, le 31 mars 2013. Nous courons des risques financiers liés à notre capacité de négocier des conventions collectives conformes à nos ordonnances tarifaires. De plus, en cas de conflit de travail, nous pourrions être exposés à un risque opérationnel lié au respect continu des exigences relatives à notre permis d'assurer le service aux abonnés. N'importe lequel de ces événements pourrait avoir une incidence défavorable importante sur notre entreprise.

Risque lié au transfert d'actifs situés dans des terres indiennes

Les ordonnances de transfert au moyen desquelles la société a acquis certaines entreprises d'Ontario Hydro au 1er avril 1999 n'ont pas entraîné le transfert du titre de propriété pour certains actifs situés sur des terres détenues en faveur de bandes autochtones en vertu de la *Loi sur les Indiens* (Canada). À l'heure actuelle, la SFIEO est le détenteur du titre juridique sur ces actifs et nous les gérons jusqu'à ce que nous ayons obtenu les approbations nécessaires aux fins de transfert du titre. Pour exercer nos activités sur les terres des réserves, nous devons avoir des permis valides délivrés par Sa Majesté la Reine du chef du Canada. Pour chaque permis, nous devons négocier une entente (qui prend la forme d'un protocole d'entente) avec la bande concernée, la SFIEO et tout membre d'une Première nation possédant des droits d'occupation. L'entente inclut des dispositions aux termes desquelles la Première nation consent à ce qu'un permis soit délivré par Affaires autochtones et Développement du Nord Canada. Il est difficile de prévoir le montant total que la société pourrait avoir à verser, sur une base annuelle ou ponctuelle, pour conclure les ententes requises avec les bandes autochtones. En revanche, nous prévoyons que ce montant dépassera celui de 1 142 743 $ payé en 2011. La SFIEO continuera à détenir ces actifs jusqu'à ce que nous ayons conclu des ententes avec les bandes autochtones et les occupants. Si nous ne parvenions pas à conclure des ententes satisfaisantes ainsi qu'à obtenir les permis fédéraux, nous pourrions devoir retirer ces actifs des réserves autochtones en vue de les réinstaller ailleurs en contrepartie de coûts éventuellement importants. Dans un certain nombre de cas, il pourrait être nécessaire d'abandonner une ligne et de la remplacer par un groupe électrogène à moteur diesel. Les coûts associés à ces actifs pourraient avoir une incidence défavorable importante sur le bénéfice net de la société si cette dernière était dans l'impossibilité de les recouvrer au moyen d'ordonnances tarifaires futures.

Risque lié à la convention d'impartition

Conformément à notre stratégie de réduction des charges d'exploitation, nous avons modifié et prorogé notre convention d'impartition de services avec Inergi, laquelle sera en vigueur jusqu'au 28 février 2015. Si cette convention prenait fin pour une quelconque raison, nous pourrions avoir à engager des frais importants liés à un changement de fournisseur, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable importante sur notre entreprise, sur nos résultats d'exploitation, sur notre situation financière ou sur nos clients éventuels.

Risque lié à la propriété de la province des corridors de transport

Conformément à la Loi de 2002 sur la fiabilité de l'énergie et la protection des consommateurs, le gouvernement de l'Ontario a acquis la propriété des terrains des corridors de transport constituant notre réseau de transport. Bien que la loi nous autorise à utiliser les corridors de transport, nous pourrions être limités dans notre capacité d'agrandir nos réseaux. De plus, d'autres utilisations des corridors de transport par des tiers parallèlement à l'exploitation de nos réseaux pourraient faire augmenter les risques liés à la sécurité ou à l'environnement et avoir une incidence défavorable sur la société.

ESTIMATIONS COMPTABLES D'IMPORTANCE CRITIQUE

La préparation de nos états financiers consolidés exige que nous fassions des estimations et posions des jugements qui influent sur les montants constatés à l'égard des actifs, des passifs, des produits et des charges ainsi que sur les informations correspondantes concernant les éventualités. Nous fondons nos estimations et jugements sur notre expérience passée, la conjoncture et diverses autres hypothèses que nous considérons comme raisonnables dans les circonstances. Les résultats de ce processus forment la base sur laquelle s'appuient les jugements quant à la valeur comptable des actifs et des passifs ainsi que la détermination et l'évaluation de notre traitement comptable à l'égard des engagements et des éventualités. Les résultats réels peuvent différer de ces estimations et jugements si ces hypothèses ou la conjoncture étaient modifiées.

Nous pensons que les estimations comptables d'importance critique suivantes constituent les estimations et jugements les plus importants utilisés dans la préparation de nos états financiers.

Actifs et passifs réglementaires

Au 31 décembre 2011, les actifs réglementaires se chiffraient à 1 088 millions de dollars et avaient surtout trait aux impôts futurs, aux coûts environnementaux et au compte d'écart lié au régime de retraite. Nous avons également inscrit des passifs réglementaires s'élevant à 660 millions de dollars au 31 décembre 2011. Ces montants ont principalement trait aux coûts de retraite reportés, à l'avenant 8, au compte d'écarts liés aux produits externes, aux comptes d'écarts liés aux règlements de détail et aux impôts futurs. Ces actifs et passifs peuvent être considérés aux fins de la tarification et de la présentation de l'information financière uniquement si la CEO prescrit le traitement réglementaire pertinent ou si sa prescription future est jugée probable. Si la direction jugeait qu'il n'était plus probable que la CEO tienne compte d'un actif ou d'un passif réglementaire dans l'établissement des tarifs futurs, cet actif ou ce passif serait porté aux résultats d'exploitation de la période dans laquelle ce jugement serait posé.

Passifs environnementaux

Nous constatons des passifs environnementaux et les actifs réglementaires connexes selon la valeur actualisée des dépenses futures estimatives devant être effectuées pour satisfaire les obligations liées à la contamination environnementale dont la responsabilité nous incombe depuis notre scission d'Ontario Hydro en 1999. Ces passifs sont classés dans deux principales catégories : la gestion des actifs contaminés par des huiles minérales chargées de BPC et l'évaluation et la remise en état des terrains contaminés. Pour établir les montants qui doivent être comptabilisés à titre de passifs environnementaux, nous estimons d'abord le coût en dollars courants des travaux d'atténuation et nous posons des hypothèses quant au moment où les dépenses futures seront réellement engagées afin d'obtenir des renseignements à l'égard des flux de trésorerie futurs. Un taux d'inflation à long terme hypothétique de 2 % est utilisé pour traduire les estimations de coûts en dollars courants en dépenses estimatives futures. Les dépenses futures au titre de l'évaluation et de la remise en état des terrains contaminés devraient être engagées jusqu'en 2020 et elles sont actualisées au moyen de taux d'actualisation allant de 3,57 % à 4,87 %, selon le taux approprié pour la période durant laquelle l'obligation en cause est constatée. Conformément aux exigences de la réglementation d'Environnement Canada portant sur les BPC publiées le 17 septembre 2008, les dépenses futures estimatives relatives à la remise en état devraient être engagées jusqu'en 2025 et sont actualisées au moyen de taux allant de 5,14 % à 6,25 %, selon le taux approprié en vigueur dans la période durant laquelle chaque obligation est constatée.

La comptabilisation d'un passif relatif à de telles dépenses futures à long terme exige que plusieurs autres hypothèses soient posées, notamment à l'égard du nombre de terrains contaminés et de la mesure dans laquelle ils le sont, le nombre d'actifs à inspecter, à soumettre à des tests et où des dommages doivent être atténués et les volumes

d'huiles usées, le degré de contamination des équipements aux BPC et le moment où les travaux sont réalisés. Tous les facteurs utilisés pour établir nos passifs environnementaux représentent nos meilleures estimations, en fonction de notre approche prévue visant à satisfaire aux exigences réglementaires. Parmi ces exigences, on compte celles d'Environnement Canada qui régissent la gestion, le stockage et l'élimination des BPC. Il est toutefois raisonnablement possible que des facteurs comme le nombre ou le volume des actifs contaminés, les estimations des coûts en dollars constants, les estimations relatives à l'inflation et les flux de trésorerie futurs annuels réels diffèrent de manière importante de nos hypothèses. Les passifs environnementaux estimatifs font l'objet d'une révision annuelle ou à intervalles plus rapprochés si des modifications importantes sont apportées à la réglementation ou si d'autres événements pertinents surviennent. Les modifications apportées aux estimations sont constatées prospectivement.

Avantages sociaux futurs

Les avantages sociaux futurs que nous offrons aux employés actuels et aux retraités comprennent un régime de retraite, un régime collectif d'assurance-vie, un régime d'assurance-maladie et un régime d'assurance-invalidité à long terme.

Conformément aux ordonnances tarifaires qui nous concernent, nous comptabilisons les coûts de retraite au moment où nos cotisations, en tant qu'employeur, sont versées à la caisse de retraite en vertu de la Loi sur les régimes de retraite (Ontario). Nos cotisations annuelles au régime de retraite ont été d'environ 152 millions de dollars en 2011, dont 148 millions de dollars ont été établis par suite d'une évaluation actuarielle en date du 31 décembre 2009. Les cotisations versées après 2012 seront fondées sur une évaluation actuarielle établie en date du 31 décembre 2012 et dépendront des rendements des placements et des changements apportés aux prestations ou aux hypothèses actuarielles. Les coûts de retraite sont également présentés dans les notes afférentes aux états financiers consolidés selon la méthode de la comptabilité d'exercice. Nous comptabilisons les coûts liés aux avantages sociaux futurs autres que les prestations de retraite selon la méthode de la comptabilité d'exercice. Les charges à payer sont calculées par des actuaires indépendants selon la méthode de répartition des prestations au prorata des services et les hypothèses les plus probables de la direction. Les hypothèses sont déterminées par la direction en tenant compte des recommandations de nos actuaires.

Le rendement hypothétique de l'actif du régime de retraite, soit 6,50 % par année, est fondé sur les prévisions à l'égard des taux de rendement à long terme à l'ouverture de l'exercice et reflète une composition de l'actif du régime de retraite conforme à la politique d'investissement de la caisse. Au cours de l'exercice, la composition cible de l'actif de la caisse s'est établie de la façon suivante, soit une tranche de 62 % sous forme d'actions, une autre tranche de 33 % sous forme de titres à revenu fixe et enfin une dernière tranche de 5 % sous forme d'autres actifs composés de fonds de couverture et d'actions de sociétés fermées. Le 11 août 2011, le conseil d'administration a approuvé une nouvelle politique portant sur la composition cible de l'actif qui s'est établie de la façon suivante, soit une tranche de 60 % sous forme d'actions, 35 % sous forme de titres à revenu fixe et une dernière tranche de 5 % sous forme d'autres actifs composés de biens immobiliers et d'infrastructure. La mise en œuvre de cette nouvelle politique débutera en 2012. Les rendements des portefeuilles respectifs sont calculés en fonction des indices boursiers et des indices de bons du Trésor et d'obligations à long terme canadiens et américains officiels. Le taux de rendement hypothétique de l'actif du régime de retraite reflète nos prévisions à long terme. Nous sommes d'avis que cette hypothèse est raisonnable car, étant donné la stratégie de placement équilibré de la caisse, la volatilité supérieure du rendement des placements en actions est censée être contrebalancée par la plus grande stabilité du rendement des placements à revenu fixe et à court terme. À long terme, il en résulte un rendement quelque peu inférieur à ce qu'il aurait été si l'on avait investi uniquement dans des actions. À court terme, le régime pourrait enregistrer des rendements extrêmes exceptionnels. En 2011, le rendement de l'actif du régime de retraite a été inférieur à l'hypothèse à long terme utilisée, mais il était supérieur en 2010.

Le taux d'actualisation qui sert à calculer les obligations au titre des prestations constituées est établi à la clôture de chaque exercice d'après les derniers taux d'intérêt du marché publiés qui sont fondés sur les rendements des obligations de sociétés notées « AA », dont la durée correspond à celle du régime d'avantages sociaux futurs. Au 31 décembre 2011, le taux d'actualisation était de 5,25 %, contre 5,75 % au 31 décembre 2010, ce qui reflète la diminution des rendements des obligations au cours de cette période. La diminution des taux d'actualisation a entraîné une augmentation correspondante du passif.

Les taux de rendement des obligations de sociétés notées « AA » ont diminué de 40 à 50 points de base environ entre les 31 décembre 2010 et 2011. Selon la durée des passifs des régimes, les taux d'actualisation seraient de 5,25 %

par année dans le cas du régime de retraite, du régime d'avantages complémentaires de retraite et du régime d'avantages postérieurs à l'emploi. Un taux d'actualisation global de 5,25 % a donc été employé aux fins de l'évaluation des passifs de tous les régimes au 31 décembre 2011.

Également, d'après les écarts entre les obligations à taux nominal du gouvernement du Canada et ses obligations à rendement réel, le taux d'inflation hypothétique est passé d'un taux compris dans la fourchette entre 2,25 % et 2,50 % par année au 31 décembre 2010 à un taux d'environ 2,00 % par année au 31 décembre 2011. La Banque du Canada s'étant engagée à maintenir entre 1,00 % et 3,00 % le taux d'inflation à long terme, la direction est d'avis qu'il est raisonnable d'utiliser le taux implicite actuel en tant que taux hypothétique à long terme, et c'est pourquoi un taux d'inflation de 2,00 % par année a été utilisé aux fins de l'évaluation des passifs au 31 décembre 2011.

Les coûts des avantages sociaux futurs autres que les prestations de retraite sont calculés au début de l'exercice. Les coûts sont fondés sur des hypothèses relatives aux résultats techniques attendus et à l'augmentation des coûts des soins de santé futurs. Une hausse de 1 % du coût tendanciel des soins de santé donnerait lieu à une augmentation annuelle d'environ 20 millions de dollars du coût des prestations et des intérêts débiteurs et à un accroissement de l'obligation à la clôture de l'exercice d'environ 174 millions de dollars.

Les avantages sociaux futurs figurent dans les coûts de main-d'œuvre, lesquels sont imputés aux résultats d'exploitation ou capitalisés à titre de coût des immobilisations corporelles et incorporelles. Les modifications apportées aux hypothèses influeront sur l'obligation au titre des prestations constituées des avantages sociaux futurs et sur les montants qui seront imputés aux résultats d'exploitation ou capitalisés à titre d'éléments du coût des immobilisations corporelles et incorporelles au cours des exercices futurs.

Dépréciation de l'écart d'acquisition et d'autres actifs

Pour évaluer si l'écart d'acquisition est recouvrable, nous devons formuler des hypothèses quant aux flux de trésorerie futurs estimatifs et à d'autres facteurs afin de déterminer la juste valeur de l'unité d'exploitation que composent nos activités de distribution. Si ces estimations ou les hypothèses connexes venaient à changer, nous pourrions devoir comptabiliser une moins-value de l'écart d'acquisition. Nous avons procédé à un test de dépréciation de l'écart d'acquisition en 2011 et avons déterminé qu'il n'avait subi aucune perte de valeur.

Dans nos activités réglementées, les coûts de possession de nos autres actifs sont recouvrés par voie des montants reflétant nos besoins en matière de produits et sont pris en compte dans la base tarifaire s'ils génèrent un rendement. Ces actifs ne sont soumis à un test de dépréciation que si la CEO en a refusé le recouvrement ou si son refus est jugé probable. Nous surveillons régulièrement les actifs de notre secteur des télécommunications non réglementées afin de déceler toute perte de valeur. Nous n'avons constaté à ce jour aucune perte de valeur d'actifs.

ÉTAT D'AVANCEMENT DU PASSAGE AUX PRINCIPES COMPTABLES GÉNÉRALEMENT RECONNUS (« PCGR ») DES ÉTATS-UNIS

Référentiel comptable pour la présentation de l'information financière

Nous avions auparavant prévu d'adopter les IFRS à compter du 1er janvier 2012 et de retraiter les résultats comparatifs de 2011. Puisque l'International Accounting Standards Board (l'« IASB ») n'a pas élaboré de plan définitif incluant des directives sur les conventions comptables des entreprises à tarifs réglementés, nous avons commencé à étudier, au premier trimestre de 2011, la possibilité d'adopter les PCGR des États-Unis au lieu des IFRS. Le 7 juillet 2011, nous avons présenté une demande à la CVMO en vue d'obtenir une dispense à l'égard des exigences de l'article 3.2 du Règlement 52-107 sur les principes comptables et normes d'audit acceptables, aux termes desquelles nous devrions déposer des états financiers consolidés préparés conformément aux IFRS pour les périodes de présentation de l'information financière commençant après le 1er janvier 2012. Nous avons demandé l'approbation de la CVMO en vue d'adopter plutôt les PCGR des États-Unis, sans avoir à nous enregistrer auprès de la Securities and Exchange Commission, pour nos exercices 2012, 2013 et 2014. Le 21 juillet 2011, la CVMO a approuvé notre demande, et nous a accordés la dispense demandée. De plus, une modification apportée au Règlement de l'Ontario 395/11 en 2011, nous oblige à dresser nos états financiers consolidés conformément aux PCGR des États-Unis pour les exercices ouverts à compter du 1er janvier 2012. Notre conseil d'administration a adopté une résolution nous autorisant à présenter l'information financière selon les PCGR des États-Unis.

La préparation de l'information financière en vertu des PCGR des États-Unis assurera une information financière plus constante et plus comparable à celle établie à l'heure actuelle en vertu des PCGR du Canada qu'elle ne l'aurait été en vertu des IFRS. Elle facilitera par ailleurs les comparaisons de nos titres avec ceux d'autres grandes sociétés de services publics en Amérique du Nord en termes de résultats ainsi que de nos coûts de transport aux fins de la CEO. Nos états financiers consolidés au 31 mars 2012 seront préparés conformément aux PCGR des États-Unis et refléteront les chiffres comparatifs d'un exercice. Notre bilan consolidé d'ouverture établi selon les PCGR des États-Unis au 1er janvier 2010 sera fondé sur une application rétrospective des PCGR des États-Unis. En raison de cette décision, nous avons réduit l'ampleur de notre projet de conversion aux IFRS. En revanche, les travaux seront gérés de manière à pouvoir relancer efficacement le projet si nous devons passer aux IFRS dans l'avenir.

Dans la perspective de l'approbation de notre demande par la CVMO, nous avons entrepris un projet de passage aux PCGR des États-Unis comportant trois phases : l'étendue et le diagnostic, l'analyse et la mise en œuvre. La phase sur l'étendue et le diagnostic incluait un examen de haut niveau des principales différences entre les PCGR du Canada et ceux des États-Unis. Nous avons terminé cette phase pendant le deuxième trimestre. Nous avons aussi réalisé en grande partie la deuxième phase sur l'analyse durant le deuxième trimestre. Cette phase inclut l'évaluation des incidences de l'adoption des PCGR des États-Unis sur nos états financiers consolidés, notamment en ce qui concerne l'évaluation, le classement, la présentation et les obligations d'information. Les principales différences relevées jusqu'à maintenant incluent une modification de la présentation des actions privilégiées au bilan ainsi que des ajustements concernant la comptabilisation des coûts des avantages sociaux futurs. Nos actions privilégiées, détenues en totalité par la province, seront inclus dans le capital mezzanine aux termes des PCGR des États-Unis. En outre, l'obligation nette liée au régime de retraite à la fin de la période considérée sera inscrite à notre bilan consolidé avec un actif réglementaire compensatoire. Conformément aux ordonnances tarifaires de la CEO, les charges de retraite sont comptabilisées, selon les PCGR du Canada, lorsque les cotisations de l'employeur sont versées à la caisse de retraite conformément à la Loi sur les régimes de retraite de la province d'Ontario. Les charges de retraite seront comptabilisées de la même manière aux termes des PCGR des États-Unis. Les avantages sociaux futurs autres que les prestations de retraite sont et continueront d'être constatées selon la comptabilité d'exercice. De petites différences existent entre les PCGR du Canada et ceux des États-Unis au sujet des charges relatives à certains avantages sociaux futurs. En revanche, nous ne prévoyons pas que notre position d'actif net reflétera un changement important dans le bilan consolidé. Nous ne prévoyons pas non plus que l'application des PCGR des États-Unis aura des incidences importantes sur la présentation des charges relatives aux avantages sociaux dans l'état consolidé des résultats.

Nous continuerons d'évaluer et de préciser les incidences du passage aux PCGR des États-Unis sur nos obligations d'information.

Référentiel comptable pour la tarification

Conformément à l'approbation de la CVMO relative à l'adoption des PCGR des États-Unis pour la publication de l'information financière et les dépôts de documents auprès des commissions des valeurs mobilières, le 15 juillet 2011, nous avons déposé une demande auprès la CEO portant sur la modification de sa décision concernant les tarifs de transport de 2012, laquelle requérait la permission d'adopter les PCGR des États-Unis comme référentiel pour la comptabilité réglementaire et la tarification au lieu des IFRS modifiées et approuvées par la CEO. Nous avons également demandé la permission d'adopter les PCGR des États-Unis pour notre entreprise de distribution filiale, Hydro One Networks. Bien que la CEO ait rejeté nos requêtes pour des questions de procédure, elle a entrepris une audience afin d'évaluer l'utilisation des PCGR des États-Unis par notre entreprise de transport et de déterminer les révisions qu'il faudrait éventuellement effectuer des besoins en matière de produits tirés du transport approuvés pour 2012. Le 23 novembre 2011, la CEO a rendu la décision motivée et a approuvé l'application des PCGR des États-Unis par notre entreprise de transport. Dans sa décision, la CEO a déterminé que nous devrions présenter une requête distincte concernant l'utilisation des PCGR des États-Unis pour notre entreprise de distribution. Le 1er décembre 2011, nous avons demandé que notre entreprise de distribution soit autorisée à utiliser les PCGR des États-Unis à des fins de tarification à compter du 1er janvier 2012. Nous prévoyons que la CEO rendra sa décision au sujet de notre demande d'adoption des PCGR des États-Unis pour notre entreprise de distribution au premier trimestre de 2012. Le 16 décembre 2011, nous avons présenté une requête semblable auprès de la CEO relativement à notre entreprise Remote Communities. Nous n'avons pas déposé de requête relativement à l'adoption des PCGR des États-Unis au nom de notre filiale Hydro One Brampton Networks, et par conséquent, les tarifs de celle-ci seront établis selon les IFRS modifiées, une fois terminée la période d'établissement du MTI.

Clauses restrictives à l'égard de la dette

Nous devons nous conformer aux clauses restrictives qui sont généralement imposées à l'égard des dettes à long terme. Entre autres choses, les clauses restrictives de notre dette à long terme limitent notre dette permise exprimée en pourcentage de la structure du capital totale. Dans le cadre de notre passage aux PCGR des États-Unis, nous avons analysé l'incidence des modifications éventuelles de conventions comptables sur les clauses restrictives à l'égard de notre dette. En fonction des travaux effectués pour les première et deuxième phases de notre projet, après le passage aux PCGR des États-Unis, nous prévoyons rester en conformité avec ces clauses restrictives. Nous avons également modifié nos conventions relatives aux obligations afin de pouvoir utiliser les PCGR des États-Unis aux fins de publication de l'information financière.

Contrôle interne à l'égard de l'information financière et contrôles et procédures de communication de l'information

Nous avons analysé les incidences du passage des PCGR du Canada à ceux des États-Unis sur notre contrôle interne à l'égard de l'information financière et nos contrôles et procédures de communication de l'information. Nous ne prévoyons pas que ce passage entraînera un changement des contrôles existants ni le besoin d'en ajouter.

Compétence en matière de communication de l'information financière

Compte tenu des ressemblances entre les PCGR des États-Unis et les PCGR du Canada que nous appliquons actuellement, nos activités de formation sur les PCGR des États-Unis sont axées sur les différences précises entre les deux référentiels comptables et visent initialement les employés concernés, les membres de la haute direction et du comité d'audit et des finances de notre conseil d'administration. Au premier trimestre de 2012, d'autres activités de formation formelle seront organisées à l'intention des employés des finances et de l'exploitation qui ne sont pas directement touchés par notre projet de passage. Cette formation sera concentrée sur la présentation des principales différences entre les PCGR du Canada et ceux des États-Unis d'une manière appropriée pour répondre à leurs besoins respectifs.

Systèmes de technologie de l'information (« TI »)

Nous avons terminé une évaluation préliminaire des incidences du passage aux PCGR des États-Unis sur nos systèmes de TI. Notre plateforme SAP à l'échelle de l'entreprise récemment mise en œuvre est assez souple sur le plan des conventions comptables et, compte tenu des ressemblances entre les PCGR du Canada et ceux des États-Unis, nous prévoyons que les modifications requises des systèmes de TI, pour appliquer les PCGR des États-Unis, seront comparativement minimes. Nos systèmes ont été conçus pour avoir la souplesse nécessaire afin d'adopter les IFRS dans l'avenir, le cas échéant.

CONTRÔLES DE COMMUNICATION DE L'INFORMATION ET CONTRÔLE INTERNE À L'ÉGARD DE L'INFORMATION FINANCIÈRE (« CIIF »)

Notre projet d'amélioration de la chaîne d'approvisionnement en vue d'élaborer un contexte d'exploitation présentant la stratégie et les objectifs à l'égard de notre chaîne d'approvisionnement a été mis en œuvre pendant le deuxième trimestre de 2011. Les nouveaux processus qui en découlent ont été examinés en vue d'évaluer leur incidence sur l'environnement de contrôle. Les documents portant sur les processus ont été mis à jour et les contrôles ont fait l'objet des tests aux fins de l'évaluation de l'efficacité de la conception et de la mise en place.

Pour optimiser le fonctionnement du service à la clientèle, nous avons lancé le projet de SIC. Le nouveau système doit remplacer deux applications utilisées actuellement pour la facturation, les communications avec les clients, les services sur le terrain, les règlements et l'administration des choix des clients pour nos clients de distribution et nos principales unités. Le projet de SIC a atteint la dernière étape de la phase de conception, qui sera suivie de la phase de construction. Durant la phase de construction, les documents du processus SIC seront encore examinés et analysés afin que les principaux risques continuent d'être gérés adéquatement au moyen de notre contrôle interne. Les nouveaux contrôles, le cas échéant, seront consignés et feront l'objet d'essai dans le cadre de notre processus d'attestation continu.

Conformément aux exigences du Règlement 52-109 sur l'attestation de l'information présentée dans les documents annuels et intermédiaires des émetteurs, nos dirigeants responsables de l'attestation ont examiné les états financiers consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2011 ainsi que les autres informations financières incluses dans les documents annuels. Ces dirigeants ont attesté que nos contrôles et procédures de communication de l'information ont été conçus pour fournir l'assurance raisonnable que toutes les informations importantes concernant nos activités sont communiquées au sein de notre entreprise. Selon l'évaluation de la conception et de la mise en place de nos contrôles et procédures de communication de l'information, nos dirigeants responsables de l'attestation ont conclu que ces contrôles et procédures de communication de l'information étaient efficaces au 31 décembre 2011. De plus, ces dirigeants ont attesté que le contrôle interne à l'égard de l'information financière a été conçu pour fournir une assurance raisonnable concernant la fiabilité de l'information financière et la préparation des états financiers consolidés. Selon l'évaluation de l'efficacité de la conception et de la mise en place du contrôle interne à l'égard de l'information financière de la société, nos dirigeants responsables de l'attestation ont conclu que notre contrôle interne à l'égard de l'information financière était efficace au 31 décembre 2011.

PRINCIPALES INFORMATIONS FINANCIÈRES ANNUELLES

Le tableau suivant présente de l'information annuelle audités pour les trois exercices clos les 31 décembre 2009, 2010 et 2011. Cette information a été tirée de nos états financiers consolidés annuels audités.

États consolidés des résultats

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens, sauf le résultat par action ordinaire)	**2011**	**2010**	**2009**
Produits	5 471	5 124	4 744
Bénéfice net	641	591	470
Résultat de base et dilué par action ordinaire	6 228	5 727	4 528

Bilans consolidés

Aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens, sauf les dividendes en espèces par action)	**2011**	**2010**	**2009**
Total de l'actif	18 368	17 322	15 635
Total de la dette à long terme	7 999	7 778	6 881
Dividendes en espèces par action ordinaire	1 500	100	1 700
Dividendes en espèces par action privilégiée	1,375	1,375	1,375

PERSPECTIVES

Pour concrétiser notre vision, qui consiste à devenir la plus importante société d'électricité en Amérique du Nord, nous continuerons de mettre l'accent sur nos objectifs stratégiques en matière de sécurité, de satisfaction de la clientèle, d'innovation continue, de fiabilité, de protection de l'environnement, de gestion des talents, de valeur actionnariale, de productivité et de rentabilité. La sécurité de notre milieu de travail revêt la plus haute importance. Notre personnel étant l'âme qui anime notre entreprise, nous renouvelons notre engagement ferme à l'égard de la sécurité. Nous continuerons d'axer nos efforts sur l'amélioration de la satisfaction de notre clientèle en comblant les besoins uniques de notre clientèle diversifiée grâce au dialogue pour comprendre ces derniers. Nous installerons des solutions novatrices qui amélioreront la fiabilité et l'efficience des réseaux de transport et de distribution et permettront à nos abonnés de mieux gérer leurs propres coûts. Le RDP est un élément clé de notre investissement en matière d'innovation. Nous fournirons un réseau provincial robuste et fiable capable de prendre en charge le profil de production émergent de la province, de gérer les actifs vieillissant et de répondre aux exigences de la demande grâce à une expansion prudente et à une maintenance efficace. Nous soutiendrons le raccordement des sources d'énergie renouvelable en intégrant la technologie du RDP dans notre réseau de distribution. Nous continuerons de mettre l'accent sur la réduction de notre empreinte carbonique grâce à la livraison d'énergie propre et renouvelable et à des mesures qui permettent à nos abonnés de gérer et de réduire leur utilisation d'énergie. De plus, nous nous efforcerons encore d'atteindre la productivité par la gestion efficiente et efficace des coûts, essentielle à la réalisation de la valeur pour nos clients et notre actionnaire.

À la suite du lancement du PÉLT vers la fin de 2010, la province a publié une directive relative à la mixité des sources d'approvisionnement, le 17 février 2011, qui constituera la base d'un nouveau PREI. Le PÉLT et le PREI proposé soutiennent l'approvisionnement continu à partir de nouvelles sources d'électricité plus propres conformément aux stratégies énergétiques énoncées dans la LEV. Notre permis de transport a été modifié au cours de l'exercice à l'étude pour nous demander d'effectuer trois des cinq projets prioritaires figurant dans le PÉLT ainsi que des rénovations d'au plus 15 postes de transport afin de permettre la production d'énergie renouvelable à petite échelle.

Nous prévoyons investir de fortes sommes dans l'infrastructure de transport et de distribution et l'entretien proactif continu de nos actifs afin d'assurer la fiabilité du réseau d'électricité, et ce, dans l'intérêt de la population. La fiabilité de notre réseau actuel et futur dépend du traitement de l'infrastructure vieillissante, des réparations nécessaires des actifs et de la poursuite des programmes d'entretien continu. Notre plan d'investissement vise l'atteinte des objectifs de la province en matière d'élimination progressive de la production d'électricité au charbon, d'énergie renouvelable et d'énergie nucléaire, facilite la mise en valeur et l'utilisation de ressources énergétiques renouvelables, favorise l'efficience du réseau et le bon fonctionnement de l'équipement, répond aux besoins en matière de qualité du service à la clientèle et favorise l'intégration de nouvelles sources d'approvisionnement. Nous demeurons centrés sur l'équilibre de nos dépenses liées au PÉLT, les coûts du raccordement au réseau de production distribuée et les difficultés qu'il pose, l'exécution de nos programmes de maintien et l'incidence des tarifs sur les clients.

Vers la fin de 2010, la CEO a approuvé les tarifs de transport de 2011 et de 2012, les besoins en matière de produits pour 2012 s'établissant à 1 658 millions de dollars, ce qui tient compte de l'adoption des IFRS modifiées. Le 23 novembre 2011, la CEO a accepté notre requête concernant l'adoption des PCGR des États-Unis pour notre entreprise de transport à compter du 1er janvier 2012, et le 20 décembre 2011, elle a approuvé des besoins en matière de produits révisés pour 2012 de 1 418 millions de dollars. Les besoins en matière de produits approuvés soutiendront l'infrastructure essentielle vieillissante, les projets d'approvisionnement régionaux et les objectifs de la politique de la province.

Le 1er décembre 2011, nous avons déposé une demande auprès de la CEO requérant l'approbation pour l'entreprise de distribution de Hydro One Networks d'utiliser les PCGR des États-Unis à des fins de tarification, de comptabilisation réglementaire et de présentation de l'information, avec prise d'effet le 1er janvier 2012. Une fois la demande approuvée par la CEO, le passage aux PCGR des États-Unis pour la présentation de notre information financière aura une incidence favorable et permettra d'éviter une augmentation des tarifs aux abonnés en lien avec la politique relative à l'inscription à l'actif conforme aux IFRS modifiées.

Nous prévoyons déposer une demande de tarifs liée aux coûts de prestation du service de transport pour 2013 et pour 2014 comprenant une proposition relative au taux de rendement des capitaux propres réglementé fondé sur l'application du rapport sur le coût du capital de la CEO. Nous étudions actuellement nos options pour l'entreprise de distribution.

Le calendrier et les montants des dépenses réelles de notre plan d'affaires dépendent de l'obtention de diverses approbations; notamment celles de la CEO et des études d'impact environnemental, de la réussite des négociations avec la clientèle, les services publics des territoires contigus et d'autres intéressés et des consultations auprès des collectivités des Premières Nations et des Métis. De plus, notre plan repose sur des hypothèses concernant le partage des coûts et du financement conformément aux dispositions de la LEV et du Code des réseaux de distribution et du Code des réseaux de transport, dans leur version modifiée.

En qualité de gestionnaire d'un vaste portefeuille d'actifs du secteur de l'électricité, nous entendons protéger et préserver l'environnement pour qu'en bénéficient les générations de demain. Nous nous efforçons de devenir le chef de file de notre secteur en matière d'environnement en distribuant de l'énergie propre et renouvelable, en modernisant notre réseau d'électricité, en réduisant l'incidence de nos activités et en faisant en sorte que les facteurs environnementaux soient pris en compte dans la prise de nos décisions d'affaires. L'organisme canadien Energy, Environment and Excellence et le magazine Corporate Knights ont souligné notre engagement envers l'environnement. Nous avons également collaboré avec diverses collectivités ainsi que les communautés des Premières nations et les communautés Métis établies le long du corridor allant de Bruce à Milton pour mettre en

place une initiative en matière de biodiversité qui améliorera les habitats naturels dans les collectivités locales et visent à rehausser la biodiversité locale.

Les principaux outils pour la réussite de la mise en œuvre du programme de travaux sont nos stratégies de renouvellement des ressources humaines et matérielles. Notre stratégie en matière de ressources humaines est axée sur le recrutement, grâce à notre programme d'apprentissage et en collaboration avec les universités, les collèges et nos syndicats, ainsi que sur le perfectionnement des compétences et la fidélisation. Par ailleurs, il sera essentiel d'utiliser les ressources humaines de façon efficace et de s'assurer des compétences appropriées pour atteindre un équilibre entre la satisfaction des besoins en matière d'actif et l'atténuation de l'incidence des tarifs sur les abonnés. Bien que le programme de travaux doive croître modérément au cours des exercices 2012 et 2013, aucune augmentation du personnel permanent n'est prévu pendant cette période. En ce qui a trait aux matières, nous constatons un besoin d'augmenter les délais de production et les coûts en raison des pénuries qui se manifestent sur le marché mondial. Par conséquent, nous continuons d'élaborer des stratégies d'approvisionnement en ressources matérielles et les mettons en œuvre afin d'assurer la disponibilité des matières requises pour nos programmes de travaux.

Nous conservons une approche prudente et mesurée à l'égard de la rationalisation du secteur de la distribution. Nous avons recherché des occasions d'acquisition ou de cession, sur une base volontaire et commerciale et continuerons d'en tirer profit. Notre plan ne comprend aucun financement d'acquisition d'EDL, ni n'envisage de cession de notre territoire de service. Ces possibilités seront gérées à mesure qu'elles se produiront. De plus, notre plan n'intègre pas de projets, le cas échéant, liés au service de transport concurrentiel. Toutefois, à titre de chefs de file dans le secteur, nous prévoyons soumissionner dans le cas de projets importants.

Nous continuerons d'augmenter la valeur de notre entreprise grâce à une meilleure productivité et aux économies que nous permet la technologie. Au cours des trois dernières années, nous avons remplacé la plupart de nos principaux systèmes de TI par un système de TI à l'échelle de la société. Nous tirerons profit de cet investissement en nous en servant comme plateforme pour réaliser de nouveaux gains d'efficacité et d'efficience, notamment grâce à des améliorations à notre approvisionnement stratégique. De plus, les compteurs intelligents et l'expansion d'un RDP offrent des possibilités considérables, notamment sur le plan de l'efficience énergétique, de la réponse à la demande et des technologies des ressources distribuées.

Dans le cadre de notre rôle essentiel à titre de société habilitante, nous continuerons à jour un rôle de leadership dans la mise au point et la maintenance de réseaux de transport et de distribution.

ÉNONCÉS ET AUTRES RENSEIGNEMENTS PROSPECTIFS

Nos communications verbales et écrites au public, y compris le présent document, contiennent souvent des énoncés prospectifs qui sont fondés sur les prévisions, estimations et projections actuelles à l'égard des activités de notre société et du secteur dans lequel cette dernière évolue, et elles incluent des prévisions et des hypothèses formulées par la direction de notre société. Ces énoncés comprennent notamment des énoncés relatifs à notre stratégie, à nos mesures du rendement et à nos cibles; des énoncés visant le PREI; y compris le processus de consultation; des énoncés relatifs aux compteurs intelligents et le RDP, notamment leur capacité, leur installation et les endroits où ils seront mis en place; les attentes concernant l'évolution du régime législatif et du contexte d'exploitation dans le secteur de la distribution et du transport d'électricité en Ontario, notamment les effets des modifications apportées aux codes, aux permis, aux règlements, aux nouvelles directives réglementaires, aux modifications tarifaires, au recouvrement des coûts, au rendement des capitaux propres, aux structures tarifaires, aux besoins en matière de produits et aux incidences sur la facture totale moyenne des abonnés; les attentes en ce qui a trait aux échéanciers et au contenu des demandes adressées à la CEO, les audiences tenues avec celle-ci ou les décisions rendues par celle-ci et par d'autres organismes de réglementation; les énoncés relatifs au PÉLT; les énoncés sur l'examen du programme de TRG; les attentes liées au cadre réglementaire renouvelé pour les distributeurs et les transporteurs d'électricité de la CEO, y compris l'issue prévue; les énoncés portant sur les poursuites en cours; les énoncés à l'égard de la transition vers la tarification en fonction de la période d'utilisation; les attentes en matière de production future d'énergie renouvelable; les énoncés à l'égard de notre situation de trésorerie, de nos sources de financement et de l'utilisation que nous en ferons; les attentes concernant nos activités de financement, notamment nos objectifs en matière de gestion du capital et notre capacité à avoir accès aux marchés des capitaux; les attentes relativement à notre dette venant à échéance et aux paiements d'intérêts; les

énoncés concernant nos projets en cours et prévus et nos mesures, notamment le processus d'approbation prévu et les résultats attendus de ces projets et mesures et leur date d'achèvement; les attentes liées à notre participation dans des projets futurs; les attentes liées au recouvrement des passifs et des actifs; les énoncés visant les dépenses en immobilisations futures prévues, le calendrier de ces dépenses et nos plans d'investissement; les énoncés visant nos obligations contractuelles et autres engagements; les énoncés concernant l'incidence de la charge sur les produits, notamment l'incidence prévue des programmes de CGD; les attentes concernant la poursuite des programmes de CGD approuvés par la CEO; l'incidence des taux d'intérêt sur nos besoins en matière de produits et sur nos résultats d'exploitation; les énoncés concernant l'incidence estimative des changements apportés à la prévision du taux de rendement des obligations du gouvernement du Canada à long terme sur nos résultats d'exploitation; l'incidence sur nos activités de la fiabilité et du calendrier des approvisionnements en matières, fournitures et services et du risque de crédit lié aux contreparties; les prévisions en matière de cotisations de retraite futures, l'incidence du coût tendanciel des soins de santé sur les coûts liés aux avantages sociaux futurs et de rendement de notre régime de retraite; la possibilité que la province promulgue des déclarations aux termes de l'entente de principe que nous avons conclue avec elle; des énoncés relatifs aux éventuelles actions du gouvernement provincial et des organismes de réglementation; les attentes concernant le raccordement de nouvelles installations de production à nos réseaux de transport et de distribution; les attentes visant l'état des actifs; des énoncés relatifs aux caractéristiques démographiques de la main-d'œuvre et au marché de la main-d'œuvre spécialisée; des énoncés portant sur le montant et le calendrier des dépenses environnementales estimatives futures, notamment l'évaluation et la remise en état des terrains contaminés et aux BPC; des énoncés sur les dépenses futures liées à l'enlèvement de l'amiante et les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations; les attentes concernant notre stratégie en matière de technologie de l'information et notre système de production de rapports; la possibilité que nous décidions dans l'avenir d'émettre des titres d'emprunt libellés en devises; les attentes relatives aux dépenses prévues dans le cadre du transfert des actifs situés sur des terres indiennes; des énoncés relatifs à l'entente d'impartition conclue avec Inergi; des énoncés relatifs à la propriété provinciale des corridors de transport; des énoncés relatifs aux estimations comptables d'importance critique; des énoncés concernant les PCGR des États-Unis et notre adoption des PCGR des États-Unis; des énoncés relatifs aux périodes visées par nos perspectives, y compris les prévisions en ce qui a trait à notre rôle au sein du secteur d'activité, à nos rendements financiers, à nos notes de solvabilité et à la qualité de notre crédit et aux changements structurels touchant notre société. Les termes et expressions « s'attendre à », « prévoir », « avoir l'intention de », « tenter », « pouvoir », « projeter », « croire », « s'efforcer », « estimer », « viser », « objectif », « cible » et leurs variantes et autres expressions similaires ainsi que des verbes au futur et au conditionnel servent à signaler ces énoncés prospectifs. Ces énoncés ne sont aucunement une garantie du rendement futur et font intervenir des hypothèses, des risques et des incertitudes qu'il est difficile de prédire. Par conséquent, les résultats réels pourraient différer de façon importante de ceux qu'expriment, sous-entendent ou laissent prévoir ces énoncés prospectifs. Nous n'avons pas l'intention de mettre à jour ces énoncés prospectifs et, sauf si la loi nous y contraint, nous nous dégageons de toute obligation de le faire.

Ces énoncés prospectifs sont fondés sur divers facteurs et hypothèses, notamment les suivants : l'absence de changements imprévus du régime législatif et du contexte d'exploitation se rapportant au marché ontarien de l'électricité, l'absence de décision défavorable de la CEO et d'autres organismes de réglementation sur les demandes en cours, notamment en matière tarifaire, l'absence de retards dans l'obtention des approbations requises, l'absence de changements imprévus des ordonnances tarifaires ou des structures tarifaires applicables à nos activités de distribution et de transport, la stabilité de l'environnement réglementaire; l'absence de changements défavorables à la réglementation environnementale et l'absence de tout événement important survenant hors du cours normal des activités. Ces hypothèses reposent sur l'information dont nous disposons actuellement, y compris de l'information obtenue auprès de sources indépendantes. Les résultats réels pourraient différer de façon importante de ceux que laissent prévoir ces énoncés prospectifs. Bien que nous ignorions l'incidence que pourraient avoir ces différences éventuelles, celles-ci pourraient avoir un effet défavorable important sur nos activités, sur nos résultats d'exploitation, sur notre situation financière et sur la stabilité de notre crédit. Les facteurs qui pourraient faire en sorte que les résultats réels diffèrent de façon importante de ceux qu'expriment ou laissent entendre ces énoncés prospectifs sont notamment les suivants.

- l'incidence de la LEV et du PÉLT, notamment les dépenses imprévues en découlant;
- les résultats découlant de l'examen du programme de TRG et du processus de consultation dans le cadre du PREI;

- le risque que des approbations déjà obtenues puissent par la suite être remises en question, portées en appel ou retirées;
- l'opposition du public aux projets prévus et les délais dans l'obtention des approbations ou la conclusion des ententes nécessaires à ceux-ci, ou leur refus;
- les risques associés au fait que nous sommes régis par la province et que cette dernière pourrait promulguer des déclarations aux termes de l'entente de principe, et le fait que nous pourrions avoir des conflits d'intérêts avec elle et des parties liées;
- les risques associés au fait que nous sommes assujettis à une réglementation élaborée, notamment les risques afférents à une action ou à une omission de la CEO;
- le calendrier et les résultats des décisions réglementaires concernant nos besoins en matière de produits, les tarifs, la recouvrabilité des coûts, des passifs et des actifs, ainsi que les modifications apportées à la réglementation soumise à l'examen de divers organismes de réglementation;
- l'incidence que pourraient avoir les programmes de CGD sur notre charge et nos produits;
- des modifications imprévues dans la demande d'électricité ou dans nos coûts;
- le risque que nous ne parvenions pas à obtenir le financement suffisant et à un coût raisonnable pour rembourser la dette venant à échéance et financer les dépenses en immobilisations et d'autres obligations;
- le risque associé à la mise en œuvre des programmes d'immobilisations, d'exploitation, d'entretien et d'administration requis pour assurer le bon fonctionnement de nos actifs vieillissants;
- le risque que nous ne puissions pas recouvrer tous les coûts liés à nos projets en vue de préparer une soumission associée au Framework for Transmission Project Development Plans de la CEO;
- le risque que nous n'arrivions pas à obtenir les matières nécessaires à l'exécution de nos programmes de travaux;
- les risques liés aux caractéristiques démographiques de notre main-d'œuvre et la possibilité que nous soyons dans l'incapacité de recruter et de fidéliser du personnel compétent;
- le risque que les hypothèses à la base des passifs environnementaux comptabilisés et des actifs réglementaires en découlant changent;
- le risque associé aux coûts futurs d'enlèvement de l'amiante encore indéterminés;
- le risque que nos installations soient touchées par des intempéries, des désastres naturels ou des catastrophes, et le fait que notre couverture d'assurance pour les pertes découlant de ces événements est limitée;
- les risques associés à la sécurité du système d'information et au maintien d'une infrastructure complexe de systèmes de technologie de l'information et à la migration de la majorité de nos procédés financiers et administratifs à un système de gestion et financier intégré;
- les taux d'intérêt futurs, le rendement futur des placements, l'inflation, les variations des prestations et les variations des hypothèses actuarielles;
- le risque associé aux variations des taux d'intérêt;

- le risque que les transferts d'actifs situés sur des terres indiennes se traduisent par des frais importants pour nous;

- la possibilité que nous devions engager des charges importantes afin de rétablir la totalité ou une partie des fonctions actuellement imparties, si notre convention avec Inergi prenait fin;

- l'incidence de la propriété par la province de terrains essentiels à notre réseau de transport.

Le lecteur est prié de noter que la liste des facteurs susmentionnés n'est pas exhaustive. Il est traité plus en détail de certaines de ces questions et d'autres facteurs sous la rubrique « Gestion des risques et facteurs de risque » du présent rapport de gestion. Il convient de lire cette rubrique avec attention.

Nous tenons également à avertir le lecteur que certains renseignements contenus dans le présent rapport de gestion à propos de nos perspectives sur des sujets comme nos dépenses futures ne sont fournis que pour donner une idée de la nature de certains de nos plans futurs et peuvent ne pas convenir à d'autres fins.

Le présent rapport de gestion est daté du 10 février 2012. Le lecteur peut consulter de l'information supplémentaire sur notre société, notamment dans sa notre notice annuelle, dans SEDAR, à l'adresse www.sedar.com.

HYDRO ONE INC.
RAPPORT DE LA DIRECTION

Les états financiers consolidés, le rapport de gestion et l'information financière y afférente présentée dans le présent rapport annuel ont été préparés par la direction de Hydro One Inc. (« Hydro One » ou la « société »). La direction est responsable de l'intégrité, de l'uniformité et de la fiabilité de toutes les informations présentées. Les états financiers consolidés ont été dressés selon les principes comptables généralement reconnus du Canada et en vertu des lois sur les valeurs mobilières pertinentes. Le rapport de gestion a été préparé conformément au Règlement 51-102, partie 5.

La préparation des états financiers consolidés et du rapport de gestion comporte l'utilisation d'estimations et d'hypothèses qui font appel au jugement de la direction, particulièrement lorsque les opérations ayant une incidence sur la période comptable considérée ne peuvent être déterminées avec certitude que plus tard. Les estimations et les hypothèses sont fondées sur l'expérience, la conjoncture actuelle et diverses autres hypothèses jugées raisonnables dans les circonstances, à la suite d'une analyse critique des principales conventions comptables utilisées par la société comme il est décrit à la note 2 afférente aux états financiers consolidés. La préparation des états financiers consolidés et du rapport de gestion inclut la prise en compte des informations portant sur l'incidence prévue d'événements et d'opérations futurs. Le rapport de gestion fournit également des informations sur la situation de trésorerie et sur les sources de financement, sur les tendances en matière d'exploitation, sur les risques et sur les incertitudes. Les résultats réels futurs peuvent différer de manière importante de l'évaluation actuelle de ces informations, parce que les événements et les circonstances futurs peuvent différer des prévisions. Les états financiers consolidés et le rapport de gestion ont été dressés adéquatement dans les limites raisonnables de l'importance relative et selon les informations disponibles en date du 10 février 2012.

Pour s'acquitter de sa responsabilité à l'égard de la fiabilité de l'information financière, la direction maintient un système exhaustif de contrôle interne et assure un service d'audit interne sur lesquels elle s'appuie. Le système de contrôle interne comprend une politique écrite de conduite de la société, la mise en œuvre d'un cadre de gestion des risques, la séparation des tâches et la délégation des pouvoirs, et des conventions comptables judicieuses et prudentes qui font l'objet d'examens réguliers. Cette structure vise à fournir l'assurance raisonnable que les actifs sont protégés et que des informations fiables sont disponibles en temps opportun. De plus, les contrôles internes et les contrôles de communication de l'information ont été documentés, évalués, audités et identifiés en vertu du Règlement 52-109 (projet de loi 198). L'efficacité de ces contrôles internes est évaluée et les constatations sont présentées au besoin à la direction et au comité d'audit et des finances du conseil d'administration de Hydro One.

Les états financiers consolidés ont été examinés par KPMG s.r.l./S.E.N.C.R.L., auditeurs externes indépendants nommés par le conseil d'administration de Hydro One. La responsabilité des auditeurs externes consiste à exprimer une opinion sur la présentation fidèle des états financiers consolidés selon les principes comptables généralement reconnus du Canada. Le rapport des auditeurs indépendants fait état de la portée de leur examen et de leur opinion.

Le conseil d'administration de Hydro One, par l'intermédiaire de son comité d'audit et des finances, est tenu de s'assurer que la direction s'acquitte de ses responsabilités en matière de présentation de l'information financière et de contrôle interne. Le comité d'audit et des finances de Hydro One se réunit périodiquement avec la direction, ainsi qu'avec les auditeurs internes et les auditeurs externes afin de s'assurer que tous s'acquittent de leurs responsabilités respectives et de passer en revue les états financiers consolidés avant de recommander leur approbation par le conseil d'administration. Les auditeurs externes ont eu librement et directement accès au comité d'audit et des finances, en présence ou en l'absence de la direction, pour discuter de leur audit et de leurs constatations quant à l'intégrité de la présentation de l'information financière et à l'efficacité du système de contrôles internes.

La présidente et chef de la direction ainsi que le vice-président directeur et chef des finances ont produit les attestations portant sur les états financiers consolidés annuels et le rapport de gestion annuel de Hydro One déposés en vertu des lois sur les valeurs mobilières provinciales, sur les contrôles et procédures de communication de l'information connexes, ainsi que sur la conception et l'efficacité des contrôles à l'égard de l'information financière connexes en vertu du Règlement 52-109.

Au nom de la direction de Hydro One Inc.,

Laura Formusa
Présidente et chef de la direction

Sandy Struthers
Vice-président directeur et chef des finances

HYDRO ONE INC.
RAPPORT DES AUDITEURS INDÉPENDANTS

À l'actionnaire de Hydro One Inc.

Nous avons effectué l'audit des états financiers consolidés ci-joints de Hydro One Inc. qui comprennent les bilans consolidés au 31 décembre 2011 et au 31 décembre 2010 et les états consolidés des résultats et du résultat étendu, des bénéfices non répartis, du cumul des autres éléments du résultat étendu et des flux de trésorerie pour les exercices clos à ces dates, ainsi que les notes, qui comprennent un résumé des principales méthodes comptables et d'autres informations explicatives.

Responsabilité de la direction pour les états financiers consolidés

La direction est responsable de la préparation et de la présentation fidèle de ces états financiers consolidés conformément aux principes comptables généralement reconnus du Canada, ainsi que du contrôle interne qu'elle considère comme nécessaire pour permettre la préparation d'états financiers consolidés exempts d'anomalies significatives, que celles-ci résultent de fraudes ou d'erreurs.

Responsabilité des auditeurs

Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur les états financiers consolidés, sur la base de nos audits. Nous avons effectué nos audits selon les normes d'audit généralement reconnues du Canada. Ces normes requièrent que nous nous conformions aux règles de déontologie et que nous planifiions et réalisions l'audit de façon à obtenir l'assurance raisonnable que les états financiers consolidés ne comportent pas d'anomalies significatives.

Un audit implique la mise en œuvre de procédures en vue de recueillir des éléments probants concernant les montants et les informations fournis dans les états financiers consolidés. Le choix des procédures relève de notre jugement, et notamment de notre évaluation des risques que les états financiers consolidés comportent des anomalies significatives, que celles-ci résultent de fraudes ou d'erreurs. Dans l'évaluation de ces risques, nous prenons en considération le contrôle interne de l'entité portant sur la préparation et la présentation fidèle des états financiers consolidés afin de concevoir des procédures d'audit appropriées aux circonstances, et non dans le but d'exprimer une opinion sur l'efficacité du contrôle interne de l'entité. Un audit comporte également l'appréciation du caractère approprié des méthodes comptables retenues et du caractère raisonnable des estimations comptables faites par la direction, de même que l'appréciation de la présentation d'ensemble des états financiers consolidés.

Nous estimons que les éléments probants que nous avons obtenus dans le cadre de nos audits sont suffisants et appropriés pour fonder notre opinion d'audit.

Opinion

À notre avis, les états financiers consolidés donnent, dans tous leurs aspects significatifs, une image fidèle de la situation financière consolidée de Hydro One au 31 décembre 2011 et au 31 décembre 2010 ainsi que de ses résultats d'exploitation consolidés et de ses flux de trésorerie consolidés pour les exercices clos à ces dates, conformément aux principes comptables généralement reconnus du Canada.

KPMG s.r.l./S.E.N.C.R.L.

Comptables agréés, experts-comptables autorisés

Toronto, Canada
Le 10 février 2012

HYDRO ONE INC.
ÉTATS CONSOLIDÉS DES RÉSULTATS ET DU RÉSULTAT ÉTENDU

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action)	**2011**	**2010**
Produits		
Transport *(note 16)*	1 389	1 307
Distribution *(note 16)*	4 019	3 754
Autres	63	63
	5 471	5 124
Charges		
Achats d'électricité *(note 16)*	2 628	2 474
Exploitation, entretien et administration *(note 16)*	1 092	1 078
Amortissement *(note 3)*	616	583
	4 336	4 135
Bénéfice avant les charges de financement et la provision pour paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés	1 135	989
Charges de financement *(note 4)*	344	342
Bénéfice avant la provision pour paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés	791	647
Provision pour paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés *(notes 5 et 16)*	150	56
Bénéfice net	641	591
Autres éléments du résultat étendu	-	-
Résultat étendu	641	591
Résultat de base et dilué par action ordinaire *(en dollars canadiens) (note 15)*	6 228	5 727

ÉTATS CONSOLIDÉS DES BÉNÉFICES NON RÉPARTIS

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	**2011**	**2010**
Bénéfices non répartis aux 1er janvier	2 354	1 791
Bénéfice net	641	591
Dividendes *(note 15)*	(168)	(28)
Bénéfices non répartis aux 31 décembre	2 827	2 354

ÉTATS CONSOLIDÉS DU CUMUL DES AUTRES ÉLÉMENTS DU RÉSULTAT ÉTENDU

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	**2011**	**2010**
Cumul des autres éléments du résultat étendu aux 1er janvier	(10)	(10)
Autres éléments du résultat étendu	-	-
Cumul des autres éléments du résultat aux 31 décembre	(10)	(10)

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés.

HYDRO ONE INC.
BILANS CONSOLIDÉS

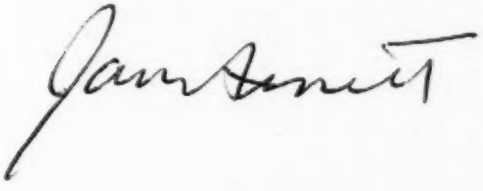
Aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	**2011**	**2010**
Actif		
Actif à court terme		
Trésorerie	-	33
Placements à court terme	228	139
Débiteurs (déduction faite de la provision pour créances douteuses de 18 millions de dollars; 25 millions de dollars en 2010) *(note 16)*	961	911
Actifs réglementaires *(note 8)*	24	42
Matières et fournitures	25	21
Actifs d'impôts futurs *(note 5)*	19	35
Autres	20	8
	1 277	1 189
Immobilisations corporelles *(note 6)*		
Immobilisations corporelles en service	21 008	19 767
Moins l'amortissement cumulé	7 679	7 247
	13 329	12 520
Immobilisations en cours	1 436	1 394
Terrains, composantes et pièces de rechange destinés à une utilisation future	138	139
	14 903	14 053
Autres actifs à long terme		
Actifs réglementaires *(note 8)*	1 064	1 013
Actif au titre des prestations constituées *(note 12)*	466	460
Placement à long terme	250	249
Actifs incorporels (déduction faite de l'amortissement cumulé) *(note 7)*	224	197
Écart d'acquisition	133	133
Actifs d'impôts futurs *(note 5)*	17	19
Autres	34	9
	2 188	2 080
Total de l'actif	18 368	17 322

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés.

Aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	**2011**	**2010**
Passif		
Passif à court terme		
Dette bancaire	39	-
Créditeurs et charges à payer *(notes 13 et 16)*	1 071	884
Passifs réglementaires *(note 8)*	25	72
Intérêts courus	85	84
Tranche échéant à moins de un an de la dette à long terme *(note 9)*	600	500
	1 820	1 540
Dette à long terme *(note 9)*	7 399	7 278
Autres passifs à long terme		
Avantages sociaux futurs autres que les prestations de retraite *(note 12)*	1 040	980
Passifs réglementaires *(note 8)*	635	540
Passifs d'impôts futurs *(note 5)*	758	693
Passifs environnementaux *(note 13)*	235	287
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations *(note 14)*	15	11
Créditeurs et autres passifs à long terme	12	12
	2 695	2 523
Total du passif	11 914	11 341
Éventualités et engagements *(notes 18 et 19)*		
Capitaux propres *(note 15)*		
Actions privilégiées (autorisées : nombre illimité; émises : 12 920 000)	323	323
Actions ordinaires (autorisées : nombre illimité; émises : 100 000)	3 314	3 314
Bénéfices non répartis	2 827	2 354
Cumul des autres éléments du résultat étendu	(10)	(10)
Total des capitaux propres	6 454	5 981
Total du passif et des capitaux propres	18 368	17 322

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés.

Au nom du conseil d'administration,



James Arnett
Président du conseil d'administration

Michael J. Mueller
Président du comité d'audit et des finances

HYDRO ONE INC.
ÉTATS CONSOLIDÉS DES FLUX DE TRÉSORERIE

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	**2011**	**2010**
Activités d'exploitation		
Bénéfice net	641	591
Dépenses liées à l'environnement	(16)	(17)
Ajustements au titre des éléments sans effet sur la trésorerie		
Amortissement (excluant les coûts de retrait)	550	526
Comptes d'actifs et de passifs réglementaires	47	(10)
Gain sur les swaps de taux d'intérêt	(12)	(17)
Impôts futurs	(12)	(8)
Obligation liées à la mise hors service d'immobilisations	4	4
Autres	9	1
	1 211	1 070
Variations des soldes hors trésorerie liés à l'exploitation *(note 17)*	196	94
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	1 407	1 164
Activités de financement		
Émission de titres de créance à long terme	700	1 500
Remboursement sur la dette à long terme	(500)	(600)
Billets à court terme à payer	-	(55)
Dividendes versés	(168)	(28)
Autres	(4)	-
Rentrées nettes liées aux activités de financement	28	817
Activités d'investissement		
Dépenses en immobilisations		
Immobilisations corporelles	(1 371)	(1 557)
Actifs incorporels	(76)	(13)
	(1 447)	(1 570)
Placements à long terme	-	(250)
Autres actifs	29	37
Sorties nettes liées aux activités d'investissement	(1 418)	(1 783)
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	17	198
Trésorerie et équivalents de trésorerie au 1er janvier	172	(26)
Trésorerie et équivalents de trésorerie au 31 décembre *(note 17)*	189	172

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés.

HYDRO ONE INC.
NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

1. DESCRIPTION DE L'ENTREPRISE

Hydro One Inc. (« Hydro One » ou la « société ») a été constituée le 1er décembre 1998 en vertu de la Loi sur les sociétés par actions (Ontario) et est détenue en propriété exclusive par la province de l'Ontario (la « province »). Les principales activités de Hydro One sont le transport et la distribution d'électricité à des clients en Ontario. Ces activités sont réglementées par la Commission de l'énergie de l'Ontario (« CEO »).

2. PRINCIPALES CONVENTIONS COMPTABLES

Périmètre de consolidation

Les états financiers consolidés comprennent les comptes de la société et de ses filiales en propriété exclusive : Hydro One Networks Inc. (« Hydro One Networks »), Hydro One Remote Communities Inc. (« Hydro One Remote Communities »), Hydro One Brampton Networks Inc. (« Hydro One Brampton »), Hydro One Telecom Inc., Hydro One Lake Erie Link Management Inc. et Hydro One Lake Erie Link Company Inc.

Règles comptables

Les états financiers consolidés sont dressés selon les principes comptables généralement reconnus du Canada.

Tarification

Les tarifs de la société à l'égard des entreprises de transport et de distribution d'électricité sont réglementés par la CEO.

Transport

Pour obtenir le financement qu'exige l'infrastructure requise, Hydro One Networks a déposé, en septembre 2008, une demande de tarifs de transport pour 2009 et 2010. Cette demande visait l'approbation par la CEO des besoins en matière de produits d'environ 1 233 millions de dollars pour 2009 et 1 341 millions de dollars pour 2010, selon des taux de rendement des capitaux propres de 8,53 % et de 9,35 % respectivement en 2009 et en 2010. Le 28 mai 2009, la CEO a rendu une décision motivée concernant cette demande de tarifs de transport. La décision, qui a pris effet le 1er juillet 2009, a donné lieu à une diminution des besoins en matière de produits de 1 180 millions de dollars pour 2009 et de 1 240 millions de dollars pour 2010, en raison essentiellement de la baisse des taux de rendement des capitaux propres approuvés. La CEO a refusé des dépenses en immobilisations de mise en valeur de 180 millions de dollars pour 2010, mais elle a accepté de réexaminer les projets si de nouveaux éléments probants lui étaient fournis. Le 4 septembre 2009, Hydro One a déposé de nouveaux éléments probants à l'égard de deux projets, lesquels visent des dépenses en immobilisations de 160 millions de dollars environ. La CEO a approuvé que les éléments probants supplémentaires soient pris en compte dans le cadre de l'établissement des tarifs de Hydro One Networks pour 2010. Les besoins en matière de produits ont donc été révisés et portés à 1 257 millions de dollars pour 2010, compte tenu d'un taux de rendement des capitaux propres mis à jour de 8,39 % pour 2010.

Le 19 mai 2010, Hydro One Networks a déposé une demande de tarifs de transport pour 2011 et pour 2012 dans le but d'appuyer encore la réfection de son infrastructure essentielle vieillissante ainsi que ses objectifs relatifs à la mixité des sources d'approvisionnement pour la production, y compris des mesures d'élimination de la houille et la mise en place d'investissements dans le cadre de la Loi sur l'énergie verte). Cette demande visait à faire approuver des besoins en matière de produits d'environ 1 446 millions de dollars pour 2011 et 1 547 millions de dollars pour 2012.

Le 23 décembre 2010, la CEO a rendu une décision motivée qui a pris effet le 1er janvier 2011 à l'égard de besoins en matière de produits approuvés de 1 346 millions de dollars pour 2011 et de 1 658 millions de dollars pour 2010. Le montant approuvé des besoins en matière de produits pour 2012 était supérieur à celui demandé, ce qui reflète la directive donnée par la CEO à Hydro One pour que cette dernière adopte une version modifiée de la politique relative à l'inscription des coûts à l'actif par rapport à celle qui est préconisée par les Normes internationales d'information financière (les « IFRS »). Cet ajustement a été annulé par la suite, la CEO ayant approuvé l'utilisation des principes comptables généralement reconnus (« PCGR ») des États-Unis aux fins de l'établissement des tarifs à compter du 1er janvier 2012.

Distribution

Vers la fin de 2008, Hydro One Networks a déposé une demande à l'égard d'un mécanisme de réglementation par incitatif pour 2009, une mise à jour ayant été déposée en janvier 2009, pour tenir compte de l'incidence de la décision antérieure relative aux tarifs de distribution de 2008. Cette demande a été déposée en se fondant sur le processus du mécanisme de tarification par incitatifs (le « MTI ») de troisième génération qui ajuste les tarifs en tenant compte de l'inflation, des cibles en matière de productivité, des événements importants qui sont indépendants de la volonté de la direction et d'un mécanisme d'ajustement du capital qui sert à recouvrer les coûts engagés à l'égard des nouvelles immobilisations qui sont mises en service et qui sont supérieurs à un seuil prescrit. Le 13 mai 2009, la CEO a rendu une décision motivée approuvant la hausse de base du MTI et une majoration tarifaire de 1,65 $ par mois par abonné qui utilise un compteur intelligent. Les tarifs révisés ont été approuvés avec prise d'effet le 1er mai 2009, et ils sont entrés en vigueur le 1er juin 2009.

En 2009, Hydro One Networks a déposé une demande liée aux coûts de prestation de service auprès de la CEO concernant les tarifs de distribution de 2010 et de 2011. Cette demande tient compte du plan d'investissement de la société dans les actifs des réseaux afin de lui permettre d'atteindre les objectifs relatifs à la sécurité de la population et du personnel, à la conformité avec les lois et les règlements, au maintien de la sécurité et de la fiabilité des réseaux, aux besoins de croissance des réseaux et aux investissements exigés en vertu de la LEV. Cette demande visait à faire approuver par la CEO des besoins en matière de produits d'environ 1 150 millions de dollars pour 2010 et 1 264 millions de dollars pour 2011.

Le 9 avril 2010, la CEO a fait connaître sa décision motivée d'approuver des besoins en matière de produits de 1 146 millions de dollars pour 2010 et de 1 236 millions de dollars pour 2011 en appui aux programmes de travaux nécessaires, à la mise en œuvre de la Loi sur l'énergie verte et à l'installation de compteurs intelligents. La CEO a également approuvé certains soldes de comptes réglementaire liés à la distribution soumis par Hydro One Networks dans sa demande, notamment des comptes d'écarts liés au règlement de détail, du compte de recouvrement d'actif réglementaire I, des comptes d'écarts liés au coût au détail et des compteurs intelligents. Elle a ordonné que les soldes approuvés soient regroupés dans un seul compte réglementaire (Avenant 6) à recouvrer sur une période de 18 mois, allant du 1er mai 2010 au 31 décembre 2011.

Le 7 novembre 2008, Hydro One Brampton a déposé une demande à l'égard des tarifs de 2009 en s'appuyant sur les politiques de la CEO en matière de MTI de deuxième génération. Le 13 mars 2009, la CEO a rendu une décision motivée. Les tarifs révisés, y compris une majoration de 1 $ par mois pour chaque abonné qui utilise un compteur intelligent, ont été approuvés, et sont entrés en vigueur le 1er mai 2009.

Le 6 novembre 2009, Hydro One Brampton a déposé une demande de tarifs de distribution pour 2010, s'appuyant à cette fin sur les politiques de la CEO en matière de MTI de deuxième génération. Le 13 avril 2010, la CEO a rendu sa décision concernant cette demande de tarifs approuvant la requête de Hydro One Brampton en se fondant sur le coût du capital et sur le processus du MTI de deuxième génération de la CEO. Les tarifs révisés ont été approuvés, et sont entrés en vigueur le 1er mai 2010.

Le 30 juin 2010, Hydro One Brampton a déposé une demande de tarifs liée aux coûts de prestation du service pour 2011, laquelle a été rajustée par la suite le 2 septembre 2010, afin de rendre compte du report de l'adoption des modifications conformes aux IFRS jusqu'au au 1er janvier 2012. Cette nouvelle demande, déposée le 8 novembre 2010, visait l'adoption par la CEO de besoins en matière de produits de quelque 63 millions de dollars. Le 4 avril 2011, la CEO a rendu une décision motivée qui a eu pour effet de réduire la demande au chapitre des besoins en matière de produits. Cette réduction tient compte de l'incidence de la baisse des charges d'exploitation, d'entretien et d'administration. Les tarifs révisés ont été approuvés avec une date de prise d'effet qui est le 1er janvier 2011 et une date de mise en application qui est le 1er mai 2011. Les tarifs comprennent une majoration de 1,52 $ par mois par abonné qui utilise un compteur intelligent et une majoration supplémentaire aux fins du financement approuvée par la CEO de 0,02 $ par mois par abonné qui utilise un compteur intelligent.

Le 4 novembre 2009, Hydro One Remote Communities a déposé une demande de tarifs de distribution pour 2010 aux termes du MTI de troisième génération de la CEO, laquelle requérait l'approbation d'une hausse des tarifs de base pour la distribution et la production d'électricité. L'augmentation rendait compte des ajustements normalisés au titre de l'inflation intégrés dans les demandes en matière de MTI de troisième génération. Le 14 avril 2010, la CEO a rendu une décision motivée concernant cette demande de tarifs et elle a approuvé les tarifs révisés avec une date de prise d'effet et une date de mise en application qui est le 1er mai 2010.

Le 15 octobre 2010, Hydro One Remote Communities a déposé une demande de tarifs de distribution pour 2011 en s'appuyant à cette fin sur la politique de la CEO en matière de MTI de troisième génération, et requérant l'approbation d'une hausse des tarifs de base d'environ 0,4 % pour la distribution et pour la production d'électricité à compter du 1er mai 2011. Le 28 mars 2011, la CEO a rendu une décision motivée approuvant la demande. Les tarifs révisés ont été approuvés avec une date de prise d'effet et une date de mise en application qui est le 1er mai 2011.

Comptabilisation des activités à tarifs réglementés

La CEO a le pouvoir général d'inclure ou d'exclure les charges, les produits, les pertes ou les gains dans les tarifs d'une période donnée, qui ne sont donc pas constatés dans les mêmes périodes que dans le cas des entreprises non réglementées. Cette modification du moment de la constatation suppose l'application de la méthode comptable pour les activités à tarifs réglementés, entraînant la constatation d'actifs et de passifs réglementaires. Les actifs réglementaires de la société représentent certaines sommes à recevoir d'abonnés futurs et les coûts reportés à des fins comptables parce que, selon toute vraisemblance, ils seront recouvrés dans les tarifs futurs. De plus, la société a comptabilisé des passifs réglementaires qui représentent les montants des charges engagées au cours de périodes différentes de celles où elles l'auraient été si la société avait été non réglementée. La société évalue continuellement la probabilité que soit recouvré chacun de ses actifs réglementaires, et persiste à croire qu'il est probable que la CEO considérera ses actifs et passifs réglementaires dans l'établissement de tarifs futurs. Si la société jugeait, ultérieurement, qu'il n'était plus probable que la CEO inclue un actif ou passif réglementaire dans les tarifs futurs, la valeur comptable en question serait imputée aux résultats d'exploitation de la période où cette évaluation est faite. Des actifs et des passifs réglementaires précis sont présentés à la note 8.

Constatation et répartition des produits

Les produits tirés du transport sont recouvrés dans les tarifs approuvés par la CEO, lesquels sont fondés sur des besoins en matière de produits approuvés qui comportent un taux de rendement. Ces produits sont constatés à mesure que l'électricité est transportée et livrée aux clients.

Les produits tirés de la distribution d'électricité sont fondés sur des tarifs de distribution approuvés par la CEO et sont constatés à mesure que l'électricité est livrée aux clients. La société estime les produits mensuels de la période en fonction des achats de gros d'électricité, parce que les compteurs des abonnés ne font généralement pas l'objet d'une lecture à la fin de chaque mois. Les produits non facturés inclus dans les débiteurs totalisaient 544 millions de dollars au 31 décembre 2011 (493 millions de dollars en 2010).

Les produits tirés de la distribution comprennent également un montant pour le programme de protection tarifaire pour les abonnés résidentiels en région rurale et éloignée, qui est reçu de la société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (« SIERE »), d'après un tarif standard pour la clientèle qui est approuvé par la CEO. La loi actuelle offre une protection tarifaire à des catégories prescrites de consommateurs résidentiels en région rurale et éloignée en réduisant les tarifs d'électricité qui s'appliqueraient autrement.

Les produits sectoriels pour le transport, la distribution et d'autres unités d'exploitation incluent aussi des produits liés à la vente d'autres services et d'équipement. Ces produits sont constatés lorsque les services sont fournis ou lorsque l'équipement est livré.

Impôts sur le bénéfice des sociétés et impôt sur le capital

En vertu de la *Loi de 1998 sur l'électricité*, Hydro One est tenue de verser des paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés à la Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario (« SFIEO »). Ces paiements sont calculés selon les règles de calcul du bénéfice et du capital imposable et d'autres montants pertinents, lesquelles règles étaient prévues avant 2009 dans *la Loi de l'impôt sur le revenu* (Canada), dans

la *Loi de 2007 sur les impôts* (Ontario) et dans la *Loi sur l'imposition des corporations* (Ontario) modifiées par la *Loi de 1998 sur l'électricité*, et les règlements connexes.

Impôts exigibles

La provision pour les impôts exigibles ainsi que les actifs et les passifs comptabilisés au cours de l'exercice à l'étude et des exercices passés sont évalués selon les montants à recevoir de la SFIEO ou à payer à cette dernière.

Impôts futurs

Les impôts futurs sont constatés selon la méthode axée sur le bilan pour tenir compte des écarts temporaires entre la valeur comptable des actifs et des passifs figurant aux états financiers consolidés et leur valeur fiscale correspondante utilisée pour calculer le bénéfice imposable.

Des passifs d'impôts futurs sont généralement constatés sur tous les écarts temporaires imposables, et des actifs d'impôts futurs sont comptabilisés dans la mesure où il est plus probable qu'improbable qu'ils se réaliseront à partir du bénéfice imposable dont la société pourrait déduire les écarts temporaires qui s'appliquent.

Les impôts futurs sont calculés selon les taux d'imposition qui devraient s'appliquer dans la période au cours de laquelle un passif est réglé ou un actif est réalisé, compte tenu des taux d'imposition (et des lois fiscales) qui sont en vigueur ou pratiquement en vigueur à la date du bilan. Les impôts futurs sont portés au débit ou au crédit à l'état consolidé des résultats et du résultat étendu.

La valeur comptable des actifs d'impôts futurs est examinée chaque année à la date d'arrêté des comptes, et elle est diminuée si la totalité ou une tranche des actifs d'impôts futurs ne répond plus au critère du « plus probable qu'improbable ». Les actifs d'impôts futurs non constatés antérieurement sont réévalués chaque année à la date d'arrêté des comptes, et ils sont constatés dans la mesure où il est devenu plus probable qu'improbable qu'ils soient recouvrés à partir du bénéfice imposable futur.

La société a constaté des actifs et des passifs réglementaires qui correspondent aux actifs et aux passifs d'impôts futurs devant être recouvrés auprès des clients ou remboursés à ces derniers dans le cadre du même processus.

Matières et fournitures

Les matières et les fournitures représentent les matières consommables, les pièces de rechange et les matériaux de construction acquis pour la construction interne et l'entretien des immobilisations corporelles. Ces actifs sont comptabilisés au coût moyen ou à la valeur nette de réalisation, selon le moins élevé des deux montants.

Immobilisations corporelles

Les immobilisations corporelles sont capitalisées au coût, qui comprend le coût des matières et de la main-d'œuvre, les frais d'ingénierie, les coûts indirects, l'amortissement de l'équipement de service et la provision pour fonds utilisés durant la construction d'immobilisations corporelles d'entreprises réglementées autorisée par la CEO ou les intérêts s'appliquant aux aménagements d'installations permanentes d'entreprises non réglementées.

Les immobilisations corporelles en service comprennent les actifs liés au transport, à la distribution, aux communications ainsi qu'à l'administration et au service et les servitudes. Elles incluent aussi les actifs qui seront utilisés ultérieurement comme les terrains, les composantes et pièces de rechange importantes ainsi que les coûts de développement capitalisés relatifs à des projets d'investissement reportés.

Transport

Les actifs liés au transport incluent les immobilisations utilisées pour le transport de l'électricité sous haute tension, comme les lignes de transport, les structures de soutien, les fondations, les isolants, l'équipement de raccordement et les installations de mise à la terre, ainsi que les immobilisations utilisées pour augmenter la tension de l'électricité provenant des centrales en ce qui concerne le transport et pour réduire la tension en ce qui concerne la distribution, comme les transformateurs, les disjoncteurs et les commutateurs.

Distribution

Les actifs liés à la distribution incluent les immobilisations se rapportant à la distribution d'électricité sous basse tension, comme les lignes de distribution, les poteaux, les commutateurs, les transformateurs, les dispositifs de protection et les compteurs.

Communications

Les actifs liés aux communications incluent le système radio à micro-ondes et à fibres optiques, le fil de terre à fibres optiques, les pylônes, l'équipement téléphonique et les bâtiments qui y sont associés.

Administration et service

Les actifs liés à l'administration et au service incluent les bâtiments administratifs, les principaux systèmes informatiques, les ordinateurs personnels, l'équipement de transport et de travail, les outils, les véhicules et d'autres immobilisations corporelles mineures.

Servitudes

Les servitudes incluent les droits prévus par la loi découlant de l'usage de couloirs de transport et de terrains voisins accordés en vertu de la Loi de 2002 sur la fiabilité de l'énergie et la protection des consommateurs ainsi que les autres montants liés aux droits d'accès à des terrains.

Actifs incorporels

Les actifs incorporels s'entendent des logiciels d'application et d'autres actifs. Ces actifs sont capitalisés au coût, qui comprend le coût des matières, le coût des logiciels achetés, les coûts de main-d'œuvre et de consultation, les frais d'ingénierie, les coûts indirects et la provision, autorisée par la CEO, pour fonds utilisés durant la construction, applicable aux activités d'investissement au sein d'entreprises réglementées, ou les intérêts applicables aux activités d'investissement au sein d'entreprises non réglementées.

Immobilisations et aménagement en cours de réalisation

Les coûts indirects, y compris les coûts des fonctions et des services partagés du siège social, sont capitalisés selon la méthode du coût entier, conformément à la méthodologie approuvée par la CEO. Les coûts de financement des immobilisations corporelles en cours de construction et des actifs incorporels en cours d'aménagement, liés aux activités à tarifs réglementés, sont capitalisés selon la provision pour les fonds utilisés pendant la construction, approuvée par la CEO (4,20 % en 2011 et 4,34 % en 2010).

Amortissement

Le coût en capital des immobilisations corporelles et des actifs incorporels, essentiellement constitués des logiciels d'application, est amorti selon la méthode linéaire, sauf pour l'équipement de transport et de travail, qui est amorti selon la méthode de l'amortissement dégressif à taux constant.

La société procède périodiquement à un examen externe de ses immobilisations corporelles et de ses actifs incorporels ainsi que des taux d'amortissement, tel qu'il est exigé par la CEO. Le dernier examen a entraîné une modification des taux avec prise d'effet le 1er janvier 2007. Un sommaire des taux d'amortissement des diverses catégories d'actifs figure ci-dessous :

	Taux d'amortissement (%)	
	Fourchette	Moyenne
Transport	1 % - 3 %	2 %
Distribution	1 % - 13 %	2 %
Communications	1 % - 13 %	5 %
Administration et service	1 % - 20 %	8 %

Le coût des actifs incorporels est principalement inclus dans la catégorie Administration et service, ci-dessus, et ces actifs sont amortis selon la méthode linéaire. Les taux d'amortissement des logiciels d'application et des autres actifs incorporels s'établissent dans une fourchette comprise entre 9 % et 11 %.

Les taux d'amortissement des servitudes sont fondés sur la durée du contrat. La plupart des servitudes sont détenues de façon pérenne et ne sont pas amorties.

Selon les pratiques d'amortissement par classes homogènes, le coût d'origine des immobilisations corporelles et des actifs incorporels qui sont mis hors service dans des conditions normales est imputé à l'amortissement cumulé, mais aucun gain ni aucune perte à cet égard n'est pris en compte dans les résultats d'exploitation de la période considérée. Les gains et les pertes sur la vente d'immobilisations corporelles, de même que les pertes causées par une mise hors service prématurée, sont imputés aux résultats d'exploitation à titre d'ajustements de la charge d'amortissement. La charge d'amortissement comprend également les coûts de retrait des immobilisations corporelles lorsqu'aucune obligation liée à la mise hors service d'immobilisations n'a été comptabilisée.

Les durées de vie utile estimatives des immobilisations corporelles et des actifs incorporels sont revues régulièrement. Les changements découlant de cette révision sont appliqués sur la durée de vie utile restante, conformément à leur inclusion dans les tarifs d'électricité.

Écart d'acquisition

L'écart d'acquisition représente l'excédent du coût des entreprises de distribution locale acquises sur la juste valeur de l'actif net identifiable acquis, et des tests de dépréciation sont appliqués tous les ans, ou plus souvent si les circonstances l'exigent. La dépréciation de l'écart d'acquisition est mesurée en comparant la juste valeur de l'unité d'exploitation à la valeur comptable sous-jacente des actifs nets de cette unité d'exploitation, y compris l'écart d'acquisition, toute réduction de la valeur comptable de l'écart d'acquisition étant imputée aux résultats d'exploitation. La société a établi que l'écart d'acquisition n'a pas subi de dépréciation. La totalité de l'écart d'acquisition est attribuable au secteur de la distribution.

Instruments financiers

Comptabilisation et évaluation

Tous les instruments financiers sont classés dans l'une des cinq catégories suivantes : placements détenus jusqu'à l'échéance, prêts et créances, détenus à des fins de transaction, autres passifs ou disponibles à la vente. Tous les instruments financiers, y compris les dérivés, sont comptabilisés à la juste valeur au bilan consolidé à l'exception des prêts et créances, des placements détenus jusqu'à l'échéance et des autres passifs financiers, qui sont évalués au coût après amortissement. Les instruments financiers détenus à des fins de transaction sont évalués à leur juste valeur et tous les gains et pertes sont inclus dans les charges de financement de la période au cours de laquelle ils se produisent. Les instruments financiers disponibles à la vente sont évalués à leur juste valeur et les gains et les pertes de réévaluation sont inclus dans les autres éléments du résultat étendu jusqu'à ce que l'instrument soit retiré du bilan ou déprécié. La société a classé ses instruments financiers de la façon suivante :

Actifs / Passifs	Classement	Évaluation
Trésorerie	Détenue à des fins de transaction	Juste valeur
Débiteurs	Détenus à des fins de transaction	Coût après amortissement
Placements à court terme	Détenus jusqu'à l'échéance/détenus à des fins de transaction	Coût après amortissement / juste valeur
Placement à long terme	Détenu jusqu'à l'échéance	Coût après amortissement
Dette bancaire	Autres passifs	Coût après amortissement
Créditeurs	Autres passifs	Coût après amortissement
Billets à court terme à payer	Autres passifs	Coût après amortissement
Dette à long terme (sauf indication contraire)	Autres passifs	Coût après amortissement
Swaps de taux d'intérêt fixe-variable	Non classé	Juste valeur
Billet à moyen terme de série 14	Non classé	Juste valeur
Billet à moyen terme de série 19 d'un montant de 500 millions de dollars	Non classé	Juste valeur
Billet à moyen terme de série 21 d'un montant de 250 millions de dollars	Non classé	Juste valeur
Swaps de taux d'intérêt fixe-variables	Détenus à des fins de transaction	Juste valeur

Les placements à court terme sont généralement classés comme étant détenus jusqu'à l'échéance. Toutefois, certains placements à court terme sont classés comme étant détenus à des fins de transaction lorsque la société n'a pas l'intention de détenir ces groupes d'actifs jusqu'à leur échéance. La documentation relative aux placements à court terme est établie au moment où ces derniers sont effectués.

Certaines tranches des titres de créance à long terme sont désignées dans le cadre d'une relation de couverture, comme tel est le cas pour le billet à moyen terme de série 14, le billet à moyen terme de série 19 d'un montant de 500 millions de dollars et le billet à moyen terme de série 21 d'un montant de 250 millions de dollars. Ces titres de créance à long terme, et les instruments de couverture s'y rapportant, ne sont pas classés.

Tous les instruments financiers sont comptabilisés à la date de transaction.

Escomptes et primes sur la dette

Les escomptes et les primes sont amortis sur la durée de la dette connexe selon la méthode du taux d'intérêt effectif.

Coûts de transaction

Les coûts de transaction des actifs et passifs financiers qui ne sont pas classés parmi les instruments détenus à des fins de transaction sont ajoutés à la valeur comptable de l'actif ou du passif, puis sont amortis sur la durée de vie prévue de l'instrument selon la méthode du taux d'intérêt effectif.

Instruments dérivés et comptabilité de couverture

Tous les instruments dérivés, y compris les dérivés incorporés, sont comptabilisés à leur juste valeur au bilan consolidé sauf s'ils font l'objet d'une exclusion dans le cadre du traitement d'instruments dérivés à titre d'achats ou de ventes d'éléments non financiers ou s'il est présumé que les caractéristiques économiques et les risques du dérivé incorporé ne sont pas étroitement liés aux caractéristiques économiques et aux risques du contrat hôte. La société n'a pas de dérivés incorporés importants dans des contrats qui requièrent une comptabilisation et une présentation distinctes.

Toutes les variations de la juste valeur sont comptabilisées dans les charges de financement à moins que la comptabilité de couverture de flux de trésorerie ne soit appliquée, auquel cas les variations de la juste valeur sont comptabilisées dans les autres éléments du résultat étendu pour autant que la couverture soit efficace. Le gain ou la perte lié à la partie inefficace, le cas échéant, est constaté dans les charges de financement.

La société ne prend pas part à des activités de négociation ou de spéculation touchant les instruments dérivés.

La société met au point régulièrement des stratégies de couverture en tenant compte des objectifs de gestion des risques. À la mise en place d'une relation de couverture, la société documente en bonne et due forme la relation de couverture entre l'élément couvert et l'instrument de couverture, son objectif en matière de gestion des risques pour la mise en place de la relation de couverture, de la nature du risque précis qui fait l'objet d'une couverture et de la méthode d'évaluation de l'efficacité de la relation de couverture. La société évalue également, lors de la mise en place et de façon continue par la suite, l'efficacité des éléments de couverture utilisés pour contrebalancer les variations de la juste valeur ou de flux de trésorerie des éléments couverts.

Résultat étendu

Le résultat étendu est composé du bénéfice net et des autres éléments du résultat étendu de la société. Les autres éléments du résultat étendu comprennent l'amortissement des pertes nettes non amorties découlant des opérations de couverture de flux de trésorerie abandonnées, et les variations de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie en vigueur pour autant que la couverture soit efficace. La société amortit ses pertes de couverture non amorties découlant des opérations de couverture de flux de trésorerie abandonnées dans les charges de financement selon la méthode du taux d'intérêt effectif sur la durée des titres de créance couverts.

Informations à fournir sur les instruments financiers

Tous les instruments financiers évalués à la juste valeur sont classés dans l'un des trois niveaux de hiérarchie. Chaque niveau tient compte de la transparence des données d'entrée utilisées pour évaluer la juste valeur des actifs et des passifs.

Niveau 1 – les données d'entrée sont des prix non rajustés cotés sur des marchés actifs pour des actifs ou passifs identiques;
Niveau 2 – les données d'entrée n'ont pas de prix cotés, mais sont observables pour l'actif ou le passif, soit directement ou indirectement; et
Niveau 3 – les données d'entrée ne sont pas fondées sur des données de marché observables.

La juste valeur marchande de la dette à long terme de la société est établie selon les niveaux de la hiérarchie de la juste valeur, comme il est indiqué à la note 10.

Avantages sociaux futurs

Les avantages sociaux futurs offerts par Hydro One comprennent un régime de retraite, un régime collectif d'assurance vie, un régime d'assurance médicale et un régime d'assurance invalidité à long terme.

Selon les ordonnances tarifaires de la CEO, les coûts liés au régime de retraite sont comptabilisés lorsque les cotisations patronales sont versées à la caisse de retraite, conformément à la Loi sur les régimes de retraite (Ontario). Des évaluations actuarielles sont effectuées tous les trois ans, au minimum. Les coûts liés au régime de retraite sont aussi calculés selon la méthode de la comptabilité d'exercice. Les coûts de retraite sont calculés de manière actuarielle à l'aide de la méthode de répartition des prestations au prorata des services et d'après les hypothèses les plus probables de la direction quant à l'incidence d'événements futurs, y compris les hausses salariales futures, sur la valeur actuarielle des prestations constituées. L'actif au titre des prestations constituées du régime de retraite, comprenant principalement des titres de participation cotés en Bourse et des titres de créance de gouvernements et de sociétés, est évalué à partir des justes valeurs. Les coûts des services passés découlant de modifications du régime et tous les gains et toutes les pertes actuariels sont amortis de manière linéaire sur la durée résiduelle moyenne d'activité des salariés couverts.

Les avantages sociaux futurs autres que les prestations de retraite sont comptabilisés selon la méthode de la comptabilité d'exercice. Des actuaires indépendants déterminent les coûts en utilisant la méthode de répartition des prestations au prorata des services en se fondant sur les hypothèses les plus probables de la direction. Les coûts des services passés découlant de modifications du régime ainsi que les gains et les pertes actuariels sont amortis selon la méthode linéaire sur la durée résiduelle moyenne d'activité des salariés couverts.

Les coûts des avantages sociaux futurs sont attribués à la main-d'œuvre et imputés aux résultats d'exploitation ou capitalisés dans le coût des immobilisations corporelles et des actifs incorporels.

Coûts environnementaux

Hydro One constate un passif pour les dépenses futures estimatives associées à l'évaluation et à la remise en état des sites contaminés ainsi qu'au retrait progressif et à la destruction de l'huile minérale contaminée aux biphényles polychlorés (les « BPC ») retirée de l'équipement électrique, d'après la valeur actualisée de ces dépenses futures estimatives. Comme la société prévoit continuer à recouvrer les dépenses connexes au moyen des tarifs futurs, un actif réglementaire a été constaté pour tenir compte du recouvrement futur de ces coûts auprès des abonnés. Hydro One revoit constamment ses estimations des dépenses futures liées à l'environnement.

Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations

Lorsque la loi ou la réglementation l'exige, Hydro One constate une obligation liée à la mise hors service d'immobilisations en fonction de la valeur actualisée de la juste valeur estimative des dépenses liées au retrait de certains actifs et à l'atténuation des impacts sur les sites en cause. Lorsque la société prévoit que les dépenses connexes pourraient être recouvrées au moyen des tarifs futurs, un montant correspondant est capitalisé comme coût lié à l'immobilisation visée. Certains actifs de la société liés au transport et à la distribution, surtout ceux qui sont sur des parcelles grevées d'une servitude ou sur des emprises qu'elle ne possède pas, peuvent être assortis d'obligations liées à la mise hors service d'immobilisations, conditionnelles ou sans autre précision. La majorité des servitudes et des emprises de la société sont soit perpétuelles, soit renouvelées automatiquement chaque année. Les droits fonciers d'une durée déterminée sont généralement prolongés ou renouvelés. Comme la société s'attend à utiliser la majeure partie de ses installations de façon pérenne, il n'existe actuellement aucune obligation liée à la mise hors service d'immobilisations. Si, dans l'avenir, une installation ne semble plus respecter les critères de la pérennité, elle fera l'objet d'un examen pour déterminer s'il existe une obligation liée à la mise hors service d'immobilisations pouvant être évaluée. Si tel est le cas, une obligation liée à la mise hors service d'immobilisations sera constatée à ce moment-là. Les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations comptabilisées jusqu'à ce jour se rapportent principalement aux dépenses futures estimatives liées au retrait et à l'élimination de matériel contaminé à l'amiante à certaines des installations de la société et au démantèlement de certains poste de commutation.

Recours à des estimations

La préparation des états financiers consolidés selon les PCGR du Canada exige que la direction fasse des estimations et pose des hypothèses qui influent sur la valeur comptable des actifs et des passifs, sur les informations relatives aux actifs et aux passifs éventuels à la date des états financiers consolidés ainsi que sur la valeur comptable des produits et des charges de l'exercice. Les résultats réels pourraient différer des estimations, notamment en raison de futures décisions prises par la CEO ou la province.

Modifications comptables récentes

PCGR des États-Unis

La société avait prévu antérieurement qu'elle appliquerait les IFRS à l'égard de ses états financiers consolidés des périodes ouvertes à compter du 1er janvier 2012, avec retraitement comparatif des montants constatés au bilan d'ouverture en IFRS au 1er janvier 2011. En l'absence d'un plan définitif pour un nouveau projet d'étude d'une norme comptable pour les entreprises à tarifs réglementés devant être publiée par l'International Accounting Standards Board, Hydro One a commencé à évaluer la possibilité d'adopter les PCGR des États-Unis au lieu des IFRS au premier trimestre de 2011. Le 7 juillet 2011, la société a déposé une demande auprès de la CVMO afin d'obtenir une dispense de se conformer aux exigences du paragraphe 3.2 du Règlement 52-107 sur les principes comptables et normes d'audit acceptables sans laquelle elle devrait présenter ses états financiers consolidés conformément aux IFRS pour les périodes de présentation de l'information financière ouvertes à compter du 1er janvier 2012. La société demandait ainsi qu'on l'autorise à adopter les PCGR des États-Unis, sans pour autant devenir une société inscrite auprès de la Securities and Exchange Commission, à l'égard de ses exercices 2012, 2013 et 2014. Le 21 juillet 2011, la CVMO a approuvé la demande de la société et lui a accordé la dispense requise. Le conseil d'administration de Hydro One a approuvé une résolution autorisant la société à présenter son information financière conformément aux PCGR des États-Unis. Par conséquent, les états financiers consolidés de la période devant être close le 31 mars 2012 de la société seront établis selon les PCGR des États-Unis, avec retraitement comparatif sur un an. Le bilan consolidé d'ouverture de la société au 1er janvier 2010, établi

conformément aux PCGR des États-Unis, reflétera l'application rétrospective des PCGR des États-Unis. La société prévoit que l'application des PCGR du Canada ou des PCGR des États-Unis par les entreprises à tarifs réglementés sera, en règle générale, uniforme. Toutes les différences entre les PCGR du Canada et ceux des États-Unis et leurs incidences sur les états financiers consolidés de la société seront mesurées dans le cadre du projet de conversion de la société aux PCGR des États-Unis.

3. AMORTISSEMENT

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	**2011**	**2010**
Amortissement des immobilisations corporelles en service	485	456
Amortissement des actifs incorporels	45	43
Coûts du retrait d'immobilisations corporelles	66	57
Amortissement des actifs réglementaires et d'autres actifs	20	27
	616	583

4. CHARGES DE FINANCEMENT

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	**2011**	**2010**
Intérêts sur la dette à long terme à payer	412	409
Amortissement des frais d'émission de titres d'emprunt	3	3
Autres	5	7
Moins : les intérêts capitalisés sur les immobilisations en cours et projets de mise en valeur	(58)	(54)
le gain sur les swaps de taux d'intérêt	(12)	(17)
l'amortissement des primes, montant net	(3)	(3)
les intérêts gagnés sur les placements	(3)	(3)
	344	342

5. PROVISION POUR PAIEMENTS EN REMPLACEMENT DES IMPÔTS SUR LE BÉNÉFICE DES SOCIÉTÉS

La provision pour paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés (les « PER ») diffère du montant qui aurait été comptabilisé d'après le taux d'imposition du gouvernement fédéral canadien et de l'Ontario combiné prévu par la loi. Le rapprochement entre le taux d'imposition prévu par la loi et le taux d'imposition réel est comme suit :

(en millions de dollars canadiens)	**2011**	**2010**
Bénéfice avant provision pour PER	791	647
Taux d'imposition du gouvernement fédéral et de l'Ontario prévu par la loi	28,25 %	31,00 %
Provision pour PER au taux prévu par la loi	223	201
Augmentation (diminution) découlant de ce qui suit :		
Écarts temporaires nets inclus dans les montants imputés aux abonnés :		
Excédent de l'amortissement fiscal sur l'amortissement comptable	(34)	(82)
Excédent des cotisations au régime de retraite sur la charge de retraite	(17)	(18)
Coûts indirects capitalisés à des fins comptables, mais déduits à des fins fiscales	(12)	(13)
Intérêts capitalisés à des fins comptables, mais déduits à des fins fiscales	(16)	(17)
Excédent de la charge au titre des avantages sociaux futurs autres que les prestations de retraite sur les paiements en espèces	5	3
Dépenses liées à l'environnement	(4)	(5)
Autres	3	(15)
Écarts temporaires nets	(75)	(147)
Écarts permanents nets	2	2
Total de la provision pour paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice	150	56
Provision pour paiements en remplacement des impôts exigible	162	64
Provision pour paiements en remplacement des impôts futurs	(12)	(8)
Total de la provision pour paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice	150	56
Taux d'imposition effectif	18,96 %	8,66 %

La provision pour paiements en remplacement des impôts exigibles, établie à 162 millions de dollars, représente le montant à payer à la SFIEO au titre du bénéfice de l'exercice à l'étude. Le solde impayé à régler à la SFIEO s'établissait à 85 millions de dollars au 31 décembre 2011 (17 millions de dollars en 2010).

Les paiements en remplacement des impôts futurs pouvant être recouvrés, établis à 12 millions de dollars, reflètent la baisse du passif au titre des paiements en remplacement des impôts futurs qui n'est pas censé être recouvré auprès des abonnés de la société au moyen des tarifs futurs. La hausse du passif au titre des paiements en remplacement des impôts futurs qui est censée être recouvrée auprès des abonnés de la société au moyen des tarifs futurs a donné lieu à une hausse des actifs réglementaires.

Actifs et passifs d'impôts futurs

Les paiements en remplacement des actifs et des passifs d'impôts futurs découlent de l'écart entre la valeur comptable et la valeur fiscale des actifs et des passifs de la société. L'incidence fiscale de ces écarts est la suivante :

Aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2011	2010
Actifs d'impôts futurs		
Excédent de l'amortissement comptable sur l'amortissement fiscal	6	9
Excédent de la charge au titre des avantages sociaux futurs autres que les prestations de retraite sur les paiements en espèces	5	5
Dépenses liées à l'environnement	5	3
Autres	1	5
Total des actifs d'impôts futurs	17	22
Moins : la tranche échéant à moins de un an	-	3
	17	19

Aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2011	2010
Passifs d'impôts futurs		
Excédent de l'amortissement fiscal sur l'amortissement comptable	(1 106)	(1 004)
Excédent de la charge au titre des avantages sociaux futurs autres que les prestations de retraite sur les paiements en espèces	356	337
Dépenses liées à l'environnement	61	76
Montants liés au transport et à la distribution reçus, mais non constatés à des fins comptables	(46)	(69)
Écart d'acquisition	(18)	(17)
Compte d'écarts liés au règlement de détail	10	5
Autres	5	11
Total des passifs d'impôts futurs	(739)	(661)
Moins : la tranche échéant à moins de un an	19	32
	(758)	(693)

Au 31 décembre 2011, des paiements en remplacement des actifs d'impôts futurs de 608 000 $ (574 000 $ en 2010), selon les taux d'imposition et les lois pratiquement en vigueur, n'ont pas été constatés étant donné qu'il est plus probable qu'improbable que les actifs ne seront pas réalisés dans l'avenir.

6. IMMOBILISATIONS CORPORELLES

Aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	Immobilisations corporelles	Amortissement cumulé	Immobilisations en cours	Total
2011				
Transport	10 906	3 810	1 079	8 175
Distribution	7 596	2 706	253	5 143
Communications	919	468	43	494
Administration et service	1 232	607	61	686
Servitudes	493	88	-	405
	21 146	7 679	1 436	14 903
2010				
Transport	10 204	3 626	1 070	7 648
Distribution	7 230	2 556	262	4 936
Communications	892	426	37	503
Administration et service	1 089	554	25	560
Servitudes	491	85	-	406
	19 906	7 247	1 394	14 053

Les coûts de financement des immobilisations corporelles en cours de construction sont capitalisés, y compris la provision pour les fonds utilisés pendant la construction des actifs réglementés et l'intérêt applicable aux actifs non réglementés, et ils ont totalisé 57 millions de dollars en 2011 (54 millions de dollars en 2010).

7. ACTIFS INCORPORELS

Aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	Actifs incorporels	Amortissement cumulé	Aménagements en cours de réalisation	Total
2011				
Logiciels d'application	427	254	49	222
Autres actifs	5	3	-	2
	432	257	49	224
2010				
Logiciels d'application	395	209	9	195
Autres actifs	5	3	-	2
	400	212	9	197

Les coûts de financement des actifs incorporels en cours de réalisation sont capitalisés, y compris la provision pour fonds utilisés durant l'aménagement des actifs réglementés et ils se sont établis à 1 million de dollars en 2011 (néant en 2010).

8. ACTIFS ET PASSIFS RÉGLEMENTAIRES

Les actifs et les passifs réglementaires résultent du processus de tarification. Hydro One a enregistré les actifs et les passifs réglementaires suivants :

Aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2011	2010
Actifs réglementaires		
Actif réglementaire au titre des impôts futurs	763	674
Actif réglementaire lié à l'environnement	257	309
Compte d'écarts liés aux coûts de retraite	42	27
Avenant 2 (compte de recouvrement d'actif réglementaire II)	11	11
Compte au titre du coût des projets de mise en valeur à long terme	5	7
Compte d'écarts liés à la protection des tarifs aux consommateurs situés en milieu rural ou en région éloignée	-	7
Avenant 4 (compte de recouvrement des produits)	-	5
Autres	10	15
Total des actifs réglementaires	1 088	1 055
Moins : la tranche échéant à moins de un an	24	42
	1 064	1 013
Passifs réglementaires :		
Coûts de retraite reportés	466	460
Avenant 8	41	9
Compte d'écarts liés aux produits externes	39	29
Compte d'écarts liés au règlement de détail	39	22
Passif réglementaire au titre des impôts futurs	25	30
Avenant 3 (compte de remboursement de passifs réglementaires)	9	19
Compte de report lié aux économies au titre de la TVP	8	4
Compte d'écarts liés à la protection des tarifs aux consommateurs situés en milieu rural ou en région éloignée	8	-
Avenant relatif à Hydro One Brampton	2	6
Avenant 6	-	19
Autres	23	14
Total des passifs réglementaires	660	612
Moins : la tranche échéant à moins de un an	25	72
	635	540

Actifs réglementaires

Actif et passif réglementaires au titre des impôts futurs

Les impôts futurs sont constatés pour tenir compte des écarts temporaires entre la valeur comptable des actifs et des passifs figurant aux états financiers consolidés et leur valeur fiscale correspondante utilisée pour calculer le bénéfice imposable. La société a constaté des actifs et des passifs réglementaires qui correspondent aux actifs d'impôts futurs résultant du processus de tarification. En l'absence de comptabilisation des activités à tarifs réglementés, la provision pour paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice aurait été comptabilisée selon la méthode axée sur le bilan, et aucun compte réglementaire n'aurait été établi au titre des impôts devant être recouvrés au moyen des tarifs futurs. Par conséquent, la provision pour paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice aurait été plus élevée d'environ 70 millions de dollars (104 millions de dollars en 2010), compte tenu de l'incidence d'une modification du taux d'imposition pratiquement en vigueur.

Actif réglementaire lié à l'environnement

Hydro One comptabilise un passif au titre des dépenses futures estimatives à engager pour remettre en état les sites contaminés dans le passé (voir la note 13). Étant donné que ces dépenses sont censées être recouvrables au moyen des tarifs futurs, la société a comptabilisé un montant équivalent à titre d'actif réglementaire. En 2011, cet actif réglementaire a été réduit de 55 millions de dollars (réduit de 15 millions de dollars en 2010) afin de refléter les variations correspondantes du passif de la société en matière de BPC, et il a été haussé de 5 millions de dollars (réduit de 1 million de dollars en 2010) pour tenir compte des variations du passif lié à l'évaluation et à la remise en état des terrains. L'actif réglementaire lié à l'environnement est porté en résultat d'une manière conforme au modèle des dépenses réelles engagées. La CEO a la possibilité d'examiner et d'évaluer la prudence de toutes les dépenses réglementaires réelles de Hydro One et le moment où elles sont toutes recouvrées. En l'absence de comptabilisation des activités à tarifs réglementés, les charges d'exploitation, d'entretien et d'administration auraient été moins élevées de 50 millions de dollars (16 millions de dollars en 2010). Par ailleurs, la charge d'amortissement de 2011 aurait été moins élevée de 16 millions de dollars (17 millions de dollars en 2010) et les charges de financement auraient été plus élevées de 14 millions de dollars (15 millions de dollars en 2010).

Compte d'écarts liés aux coûts de retraite

Le compte d'écarts liés aux coûts de retraite a été établi à l'égard des entreprises de transport et distribution de Hydro One Networks afin de comptabiliser l'écart entre les coûts de retraite réellement engagés par la société et les coûts de retraite estimatifs approuvés par la CEO. Le solde de ce compte reflète l'écart entre les coûts de retraite payés par la société et les montants approuvés par la CEO. Le 28 mai 2009, la CEO a rendu sa décision en ce qui a trait à la demande de tarifs déposée par la société à l'égard de l'entreprise de transport de Hydro One Networks pour 2009 et 2010. Dans le cadre de cette décision, la CEO a approuvé que le solde prévu de ce compte, majoré des intérêts courus, soit recouvré sur une période de 18 mois terminée le 31 décembre 2010. Dans le cadre de sa décision rendue le 23 décembre 2010 et portant sur la demande de tarifs de transport pour 2011 et 2012, la CEO a approuvé que le solde au 31 décembre 2009, y compris les intérêts courus, soit recouvré sur une période de un an allant du 1er janvier 2011 au 31 décembre 2011. En l'absence de comptabilisation des activités à tarifs réglementés, les produits auraient été moins élevés de 14 millions de dollars en 2011 (20 millions de dollars en 2010).

Avenant 2 ou compte de recouvrement d'actif réglementaire II

Le 12 avril 2006, la CEO a rendu publique une décision concernant la demande de tarifs déposée par la société à l'égard de l'entreprise de distribution de Hydro One Networks. Dans le cadre de sa décision, la CEO a aussi approuvé les soldes du compte réglementaire liés à la distribution dont le recouvrement a été demandé par Hydro One. L'avenant 2 comprend les montants liés au règlement de détail et aux écarts de coûts ainsi que les montants des services à basse tension de l'entreprise de distribution, majorés des intérêts courus. En l'absence de comptabilisation des activités à tarifs réglementés, la charge d'amortissement de 2011 serait demeurée inchangée (elle aurait baissé de 8 millions de dollars en 2010). Par ailleurs, les charges de financement connexes seraient demeurées les mêmes pour les deux exercices.

Compte au titre du coût des projets de mise en valeur à long terme

Le 28 mai 2009, la CEO a approuvé la mise en place d'un compte de reports dans lequel sont inscrits les coûts revenant à Hydro One des travaux préliminaires visant à faire progresser certains projets de transport qui avaient été cernés dans la demande de tarifs de transport pour 2009 et 2010. Le 25 mars 2010, la CEO a rendu une décision modifiant la portée du compte afin d'y inclure les 20 projets de transport d'envergure indiqués dans la demande du ministre de l'Énergie et de l'infrastructure de l'époque le 21 septembre 2009. Dans le cadre de sa décision du 23 décembre 2010, la CEO a approuvé le recouvrement du solde au 31 décembre 2009, y compris les intérêts courus, sur une période de un an allant du 1er janvier 2010 au 31 décembre 2011. La société prévoit qu'elle demandera le recouvrement du solde résiduel lors de sa prochaine demande de tarifs de transport. En l'absence de comptabilisation des activités à tarifs réglementés, les charges d'exploitation, d'entretien et d'administration auraient été moins élevées de 2 millions de dollars (plus élevées de 5 millions de dollars en 2010).

Compte d'écarts liés à la protection des tarifs aux consommateurs situés en milieu rural ou en région éloignée

Hydro One reçoit de la SIERE des montants au titre de la protection des tarifs aux consommateurs situés en milieu rural ou en région éloignée. Une tranche de ces montants est versée à l'égard des abonnés résidentiels de Hydro One Networks qui sont admissibles à une protection des tarifs. En 2002, la CEO a approuvé un mécanisme visant à recouvrer les montants du compte d'écarts liés à la protection des tarifs aux consommateurs situés en milieu rural ou en région éloignée au moyen des frais de service du marché de gros. Les écarts entre les montants versés à Hydro One par la SIERE et les montants fixes admissibles en vertu de la réglementation, et établis par la suite aux termes de décisions rendues par la CEO sur la base tarifaire de services publics, sont consignés par la société dans le compte d'écarts liés à la protection des tarifs aux consommateurs situés en milieu rural ou en région éloignée en attendant que ces écarts soient réglés à une date ultérieure.

Avenant 4 ou compte de recouvrement des produits (« CRP »)

Le 18 décembre 2008, la CEO a annoncé sa décision concernant la demande de tarifs déposée par la société à l'égard de l'entreprise de distribution de Hydro One Networks. Les tarifs approuvés ont pris effet le 1er mai 2008 et sont entrés en vigueur le 1er février 2009. La CEO a approuvé la mise en place de l'Avenant 4 afin de comptabiliser l'écart relatif aux produits entre les tarifs de transport existants et les nouveaux tarifs. La CEO a publié une ordonnance selon laquelle les exigences approuvées en matière de produits seront recouvrées rétroactivement, au moyen d'un avenant tarifaire, sur une période de 27 mois commençant le 1er février 2009 et se terminant le 30 avril 2011.

Passifs réglementaires

Coûts de retraite reportés

Conformément à l'ordonnance tarifaire transitoire de 1999 de la CEO, les coûts de retraite sont comptabilisés dans les résultats d'exploitation lorsque les cotisations patronales sont versées au régime de retraite. L'actif au titre des prestations constituées de la société représente l'écart cumulatif entre les cotisations patronales et les coûts de retraite, et le passif réglementaire au titre des coûts de retraite reportés découle de la constatation par la société, selon les directives de la CEO, des produits et des charges dans des périodes différentes de celles de la constatation de ces mêmes produits et charges pour une entreprise non réglementée. En l'absence de comptabilisation des activités à tarifs réglementés, les charges d'exploitation, d'entretien et d'administration auraient été moins élevées de 3 millions de dollars (moins élevées de 22 millions de dollars en 2010).

Avenant 8

Dans le cadre de sa décision rendue le 9 avril 2010, la CEO a également demandé l'établissement de comptes de reports dans lesquels est enregistré l'écart entre les produits constatés découlant des dépenses engagées au titre du programme d'énergie verte et les sommes réellement recouvrées.

Compte d'écarts liés aux produits externes

Dans le cadre de sa décision rendue le 28 mai 2009, la CEO a approuvé les montants prévus au titre des produits tirés des services d'exportation, les produits externes liés à l'utilisation secondaire des terrains et les produits externes tirés de l'entretien des postes ainsi que des travaux d'ingénierie et de construction. Ces sources de produits

compensent les besoins de la société en matière de produits, et, par conséquent, la CEO a demandé l'établissement d'un nouveau compte d'écarts pour tenir compte de tout écart entre les prévisions approuvées et les produits réels attribuable à ces sources de produits externes. Le solde reflète l'excédent des produits externes sur les prévisions approuvées par la CEO. Dans le cadre de sa décision du 23 décembre 2010, la CEO a approuvé le règlement du solde au 31 décembre 2009, y compris les intérêts courus, sur une période de un an, allant du 1er janvier 2010 au 31 décembre 2011.

Compte d'écarts liés au règlement de détail (« CELRD »)

Hydro One a reporté certains montants au titre d'écarts liés au règlement de détail en vertu des dispositions de l'article 490 de l'Accounting Procedures Handbook de la CEO. La décision rendue par la CEO le 18 décembre 2008 a permis le règlement des écarts liés au règlement de détail accumulés dans le compte de remboursement des passifs réglementaires (le « CRPR ») entre le 1er mai 2006 et le 30 avril 2008, y compris les intérêts). Hydro One Networks a accumulé un passif net dans son CELRD du 1er mai 2008 au 31 décembre 2009. Le 9 avril 2010, la CEO a rendu sa décision sur la demande de tarifs de distribution de Hydro One Networks, laquelle tient compte de l'autorisation de régler les écarts liés au règlement de détail cumulés au cours de cette période, y compris les intérêts, dans l'Avenant 6. Hydro One Networks a accumulé un passif net dans le CELRD depuis le 31 décembre 2009.

Avenant 3 ou CRPR (compte de remboursement de passifs réglementaires)

Dans le cadre de sa décision du 18 décembre 2008, la CEO a approuvé certains soldes du compte de reports liés à la distribution dont le recouvrement a été demandé par Hydro One, y compris des écarts liés au règlement de détail, des variations d'impôts reportés, des frais liés à la CEO et des montants liés aux compteurs intelligents. Les montants pour lesquels un recouvrement a été approuvé sont constitués des soldes engagés avant le 30 avril 2008, majorés des intérêts connexes. La CEO a ordonné que les montants approuvés soient réunis dans un seul compte réglementaire à recouvrer sur une période de 27 mois allant du1er février 2009 au 30 avril 2011.

Compte de report lié aux économies au titre de la TVP

Les montants comptabilisés dans ce compte réglementaire reflètent l'incidence sur la société de l'instauration d'un régime de taxe harmonisée (« TVH ») à partir du 1er juillet 2010. L'écart comptabilisé correspond au montant approuvé dans le cadre des exigences en matière de produits sous l'ancien régime de taxe de vente provinciale. Les économies de TVH sont remboursables aux contribuables au cours des exercices à venir

Avenant relatif à Hydro One Brampton

Le 13 avril 2010, la CEO a rendu une décision relative aux tarifs de distribution de Hydro One Brampton. Dans le cadre de cette décision, la CEO a approuvé certains soldes de comptes de reports liés à la distribution, essentiellement des écarts liés au règlement de détail, soumis par Hydro One Brampton dans sa demande. La CEO a ordonné que les soldes approuvés soient regroupés dans un seul compte réglementaire devant être éliminé au moyen d'une majoration tarifaire sur une période de deux ans, allant du 1er mai 2010 au 30 avril 2012.

Avenant 6

Dans le cadre de sa décision rendue le 9 avril 2010, la CEO a approuvé certains soldes de comptes de reports liés à la distribution soumis par Hydro One dans sa demande, notamment des comptes d'écarts liés au règlement de détail, le compte de recouvrement d'actif réglementaire I, des comptes d'écarts liés au coût au détail et des compteurs intelligents. Elle a ordonné que les soldes approuvés soient regroupés dans un seul compte réglementaire à recouvrer sur une période de 18 mois, allant du 1er mai 2010 au 31 décembre 2011.

9. DETTE

Aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2011	2010
Dette à long terme		
Billets, 4,08 % échéant en 2011[1]	-	250
Billets, 6,40 % échéant en 2011	-	250
Billets, 5,77 % échéant en 2012	600	600
Billets, 5,00 %, échéant en 2013	600	600
Billets, 3,13 % échéant en 2014[1]	750	750
Billets, 2,95 % échéant en 2015[1]	500	250
Billets à taux variable échéant en 2015	50	-
Billets, 4,64 % échéant en 2016	450	450
Billets, 5,18 % échéant en 2017	600	600
Billets, 4,40 % échéant en 2020	300	300
Débentures, 7,35 % échéant en 2030	400	400
Billets, 6,93 % échéant en 2032	500	500
Billets, 6,35 % échéant en 2034	385	385
Billets, 5,36 % échéant en 2036	600	600
Billets, 4,89 % échéant en 2037	400	400
Billets, 6,03 % échéant en 2039	300	300
Billets, 5,49 % échéant en 2040	500	500
Billets, 4,39 % échéant en 2041	300	-
Billets, 6,59 % échéant en 2043	315	315
Billets, 5,00 % échéant en 2046	325	325
Billets, 4,00 % échéant en 2051	100	-
	7 975	7 775
Ajouter : la perte non réalisée liée à l'évaluation à la valeur de marché[1]	33	8
Déduire : la tranche échéant à moins de un an de la dette à long terme	(600)	(500)
les primes non amorties, montant net	23	27
les frais d'émission des titres d'emprunt non amortis	(32)	(32)
Dette à long terme	7 399	7 278

[1] La perte non réalisée liée à l'évaluation à la valeur de marché se rapporte au billet à moyen terme de série 14 qui est venu à échéance le 3 mars 2011; une tranche de 500 millions de dollars du billet à moyen terme de série 19 qui viendra à échéance le 14 novembre 2014; et une tranche de 250 millions de dollars du billet à moyen terme de série 21 émis en janvier 2011 qui viendra à échéance le 11 septembre 2015, sont tous comptabilisés comme des couvertures de la juste valeur. La perte non réalisée liée à l'évaluation à la valeur de marché est compensée par un gain de 33 millions de dollars (8 millions de dollars en 2010) lié à l'évaluation à la valeur de marché sur les swaps de taux d'intérêt fixe-variable.

La dette à court terme représente les billets aux termes du programme de papier commercial de la société. Les billets sont libellés en dollars canadiens et ont diverses échéances ne dépassant pas 365 jours. Aucune dette à court terme n'était en cours au 31 décembre 2011 et au 31 décembre 2010.

Hydro One a obtenu auprès d'un syndicat bancaire une facilité de crédit de soutien renouvelable consentie et inutilisée de 1 250 millions de dollars échéant en juin 2014. Si cette facilité est utilisée, l'encours portera intérêt à un taux fondé sur les taux de référence canadiens. Cette facilité appuie le programme de papier commercial de la société. Par ailleurs, la société détient 250 millions de dollars de billets à taux variable de la province de l'Ontario comme source de liquidités de rechange.

La société émet des billets pour le financement à long terme de son programme de billets à moyen terme. Le montant en capital maximal des billets à moyen terme pouvant être émis aux termes de ce programme s'élève à 3 000 millions de dollars, montant dont la tranche non encore émise était de 2 600 millions de dollars au 31 décembre 2011.

Le 2 août 2011, la société a conclu deux contrats de garantie de taux afin de bloquer les révisions d'un taux d'intérêt variable qu'elle paie sur des dettes à taux variable de 50 millions de dollars et de 115 millions de dollars échéant respectivement les 24 octobre et 21 novembre 2011. Les règlements en espèces des contrats de garantie de taux qui sont arrivés à échéance les 24 octobre et 21 novembre étaient négligeables.

Le 16 novembre 2011, la société a conclu deux swaps de taux d'intérêt fixe-variable d'un montant de 250 millions de dollars chacun afin de bloquer le taux variable qu'elle paie i) sur un swap fixe-variable d'un montant de 250 millions de dollars pour la période allant du 12 décembre 2011 au 11 décembre 2012 et ii) sur un swap fixe-variable d'un montant de 250 millions de dollars pour la période allant du 21 février 2012 au 19 février 2013. Au même moment, la société a également conclu un swap fixe-variable d'un montant de 50 millions de dollars afin de bloquer le taux variable qu'elle paie sur un billet à taux variable d'un montant de 50 millions de dollars pour la période allant du 24 janvier 2012 au 24 janvier 2013. La société a désigné ces swaps comme couvertures de juste valeur liées au risque de taux d'intérêt. De ce fait, elle a constaté la variation de leur juste valeur à l'état consolidé des résultats de l'exercice.

Le 22 décembre 2011, la société a émis des billets à 4,00 % d'un montant de 100 millions de dollars aux termes de son programme de billets à moyen terme, lesquels échoient le 22 décembre 2051.

La dette à long terme, libellée en dollars canadiens, n'est pas garantie. Elle est présentée à la note 10 selon le nombre d'années avant l'échéance.

10. VALEUR COMPTABLE ET JUSTE VALEUR DES INSTRUMENTS FINANCIERS ET GESTION DES RISQUES

La valeur comptable des instruments financiers au 31 décembre 2011 se présentait comme suit :

(en millions de dollars canadiens)	**Instruments dérivés utilisés à des fins de couverture**	**Autres instruments financiers utilisés à des fins de couverture**	**Détenus à des fins de transaction**	**Prêts et créances**	**Autres passifs financiers**
Actifs financiers					
Débiteurs	-	-	-	961	-
Placements à court terme	-	-	228	-	-
Placement à long terme	-	-	250	-	-
Autres actifs	33	-	-	2	-
Passifs financiers					
Dette bancaire	-	-	-	-	39
Créditeurs et charges à payer[1]	-	-	-	-	976
Dette à long terme	-	783	-	-	7 216

[1] Les créditeurs et charges à payer ne comprennent pas les impôts à payer ni les dividendes à payer.

La valeur comptable de tous les instruments financiers, à l'exception de la dette à long terme, se rapproche de leur juste valeur. La juste valeur des instruments financiers dérivés reflète le montant estimatif que la société, si elle devait régler un contrat en cours, aurait dû payer ou serait en droit de recevoir à la fin de l'exercice. La juste valeur de la dette à long terme indiquée dans le tableau ci-après est fondée sur le cours non ajusté du marché à la fin de l'exercice de la même dette ou d'une dette semblable comportant les mêmes échéances. L'évaluation à la juste valeur de la dette à long terme est classée comme étant de niveau 1 étant donné que les données utilisées reflètent les prix cotés sur un marché actif.

Aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	**2011**		**2010**	
	Valeur comptable	Juste Valeur	Valeur comptable	Juste Valeur
Dette à long terme[1]	7 975	9 389	7 775	8 555

[1] La valeur comptable de la dette à long terme représente la valeur nominale des billets et des débentures. La juste valeur de la dette à long terme représente la valeur de marché des billets et des débentures, autres que le billet à moyen terme de série 14, que le billet à moyen terme de série 19 d'un montant de 500 millions de dollars et que le billet à moyen terme de série 21 d'un montant de 250 millions de dollars, qui sont désignés dans le cadre de relations de couverture et par conséquent qui sont évalués à la valeur de marché au moyen du rendement obtenu sur le marché des swaps pour les swaps y afférents.

L'exposition au risque de marché, au risque de crédit et au risque d'illiquidité survient dans le cours normal des activités de la société.

Risque de marché

Le risque de marché renvoie principalement au risque de pertes qui pourraient résulter des variations des prix des marchandises, des taux de change et des taux d'intérêt. La société ne court pas de risque lié aux marchandises. Elle est exposée au risque de change étant donné qu'elle conclut des ententes visant l'achat de matières et d'équipement dans le cadre de son programme d'investissement et de projets, lesquelles sont libellées en devises. Le risque de change n'est pas important, toutefois, il se pourrait que la société décide d'émettre éventuellement des titres d'emprunt libellés en devises, lesquels feraient ensuite l'objet d'une couverture en dollars canadiens conformément à la politique de gestion des risques de Hydro One. Hydro One est exposée aux fluctuations des taux d'intérêt étant donné que le taux de rendement réglementé de son entreprise de distribution et de son entreprise de transport est calculé à l'aide d'une formule qui repose sur la prévision du taux de rendement des obligations du gouvernement du Canada à long terme et sur l'écart entre le taux de rendement des obligations à 30 ans notées « A » des services publics au Canada et le taux de rendement des obligations de référence du gouvernement du Canada à 30 ans. Si la prévision relative au taux de rendement des obligations du gouvernement du Canada à long terme diminuait de 1 % ou si l'écart entre les taux des obligations de services publics notées « A » se contractait de 1 %, lesquels sont utilisés pour établir le taux de rendement des capitaux propres de la société, cette dernière estime que les résultats d'exploitation de son entreprise de transport fléchiraient d'environ 18 millions de dollars et ceux de l'entreprise de distribution de Hydro One Networks, de quelque 10 millions de dollars.

Risque de crédit

Les actifs financiers engendrent le risque de crédit qu'une contrepartie ne respecte pas ses engagements, entraînant ainsi une perte financière. Au 31 décembre 2011, on ne relevait aucune concentration importante du risque de crédit à l'égard d'une catégorie donnée d'actifs financiers. La société tire ses produits d'exploitation auprès d'une vaste clientèle. Par conséquent, Hydro One n'a pas tiré de produits importants d'un seul client. Au 31 décembre 2011, aucun solde important des débiteurs n'était exigible auprès d'un seul client.

Au cours de l'exercice, la provision pour créances douteuses de la société a baissé pour s'établir à 18 millions de dollars (25 millions de dollars en 2010). Des ajustements et des radiations ont été déterminés à l'examen des comptes en souffrance en tenant compte des données historiques. Au 31 décembre 2011, environ 3 % des débiteurs de la société étaient en souffrance de plus de 60 jours.

Hydro One gère son risque de crédit lié à des contreparties au moyen de diverses techniques, notamment en concluant des opérations avec des contreparties qui jouissent d'une excellente note de solvabilité, en limitant le niveau d'exposition global à des contreparties individuelles, comme le prévoit la politique de la société sur le risque de crédit approuvée par le conseil d'administration, en concluant des accords généraux de compensation qui prévoient un règlement sur la base du solde net et le droit contractuel d'opérer compensation et en surveillant la situation financière des contreparties. Le risque de crédit à l'égard des débiteurs ne doit pas dépasser la valeur comptable inscrite au bilan consolidé.

La société a recours à des instruments financiers dérivés pour gérer le risque de taux d'intérêt. Hydro One peut conclure des contrats sur instruments dérivés tels que des swaps différés de taux d'intérêt payeurs de taux fixe afin de couvrir l'effet des fluctuations futures des taux d'intérêt sur les exigences en matière d'emprunts à long terme à taux fixe. Aucun contrat de la sorte n'était en cours au 31 décembre 2011.

Les instruments financiers dérivés exposent la société au risque de crédit lié aux contreparties en cause étant donné qu'il existe un risque que la contrepartie ne respecte pas ses engagements à l'égard des instruments dérivés. Au 31 décembre 2011, les instruments dérivés détenus par Hydro One comprenaient a) deux swaps de taux d'intérêt fixe-variable d'un montant de 250 millions de dollars visant la conversion d'un billet à 3,13 % d'un montant de 500 millions de dollars, échéant le 19 novembre 2014 en une dette à taux variable de trois mois b) deux swaps de taux d'intérêt fixe-variable d'un montant de 125 millions de dollars visant la conversion d'un billet à 2,95 % d'un montant de 250 millions de dollars échéant le 11 septembre 2015 en une dette à taux variable de trois mois, c) deux swaps de taux d'intérêt fixe-variable d'un montant de 250 millions de dollars afin de bloquer le taux variable que la société paiera au cours des 12 prochains mois sur les swaps de taux d'intérêt fixe-variable susmentionnés et d) un

swap fixe-variable d'un montant de 50 millions de dollars qui bloque le taux variable que la société paiera au cours des 12 prochains mois sur une dette à taux variable d'un montant de 50 millions de dollars. Le risque de crédit lié aux contreparties sur la juste valeur des swaps de taux d'intérêt s'élevait à 36 millions de dollars au 31 décembre 2011 (11 millions de dollars en 2010).

Risque d'illiquidité

Le risque d'illiquidité s'entend de la capacité de la société à s'acquitter de ses obligations financières à l'échéance. Les liquidités à court terme proviennent de la trésorerie et des équivalents de trésorerie en caisse, des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation et du programme de papier commercial, programme aux termes duquel la société est autorisée à émettre jusqu'à 1 000 millions de dollars de billets à court terme d'une durée inférieure à 365 jours, de la facilité de crédit renouvelable et des billets à taux variable de la province de l'Ontario que la société détient. Le programme de papier commercial est soutenu par des facilités de trésorerie totalisant 1 500 millions de dollars composées d'une facilité de crédit renouvelable consentie de 1 250 millions de dollars obtenue auprès d'un consortium bancaire et échéant le 1er juin 2014 et de billets à taux variable de la province de l'Ontario de 250 millions de dollars que la société détient. Les liquidités à court terme prévues dans ce programme et les flux de trésorerie prévus liés aux activités d'exploitation devraient suffire à financer les besoins habituels de Hydro One en matière d'exploitation.

Au 31 décembre 2011, il était prévu que des créditeurs et charges à payer d'un montant de 976 millions de dollars seraient réglés en espèces à leur valeur comptable au cours des douze prochains mois. La tranche de la dette à long terme arrivant à échéance au cours des 12 prochains mois se chiffrait à 600 millions de dollars. Les intérêts à payer au cours des douze prochains mois à l'égard de l'encours de la dette à long terme de la société se chiffraient à 408 millions de dollars.

Au 31 décembre 2011, Hydro One avait émis des titres d'emprunt à long terme d'un montant de 7 975 millions de dollars et les intérêts devant être versés par la société se chiffraient à 6 779 millions de dollars. Le tableau qui suit présente un sommaire de l'encours du capital, des paiements d'intérêt et des taux d'intérêt moyens pondérés selon le nombre d'années à courir jusqu'à l'échéance.

Années avant l'échéance	Montant non remboursé sur le capital des billets et des débentures *(en millions de dollars canadiens)*	Paiements d'intérêt *(en millions de dollars canadiens)*	Taux d'intérêt moyen pondéré *(en pourcentage)*
1 an	600	408	5,8
2 ans	600	373	5,0
3 ans	750	343	3,1
4 ans	550	320	2,8
5 ans	450	295	4,6
	2 950	1 739	4,2
De 6 à 10 ans	900	1 277	4,9
Plus de 10 ans	4 125	3 763	5,8
	7 975	6 779	5,1

11. GESTION DU CAPITAL

La structure du capital de la société devrait lui permettre d'atteindre les objectifs suivants : un accès continu et à long terme à des fonds, à des taux raisonnables, et la réalisation de rendements financiers convenables. Pour assurer un accès continu à des fonds, la société vise une note de solvabilité à long terme dans la catégorie « A ».

La société considère les capitaux propres, les billets à court terme à payer, la dette à long terme et la trésorerie et les équivalents de trésorerie comme des éléments constitutifs de sa structure du capital. Au 31 décembre 2011 et au 31 décembre 2010, la structure du capital de la société s'établissait comme suit :

(en millions de dollars canadiens)	**2011**	**2010**
Tranche échéant à moins de un an de la dette à long terme	600	500
Moins : la trésorerie et les équivalents de trésorerie	189	172
	411	328
Dette à long terme	7 399	7 278
Actions privilégiées	323	323
Actions ordinaires	3 314	3 314
Bénéfices non répartis	2 827	2 354
	6 464	5 991
Total du capital	14 274	13 597

Aux fins de ce tableau et des états consolidés des flux de trésorerie, le libellé « la trésorerie et les équivalents de trésorerie » correspond aux postes « Trésorerie », « Dette bancaire » et « Placements à court terme » du bilan consolidé.

La société doit se conformer aux clauses restrictives qui sont généralement imposées à l'égard des dettes à long terme. Entre autres choses, les clauses restrictives de la dette à long terme et de la facilité de crédit de Hydro One limitent la dette admissible de la société à 75 % de sa structure du capital, restreignent sa capacité de vendre des actifs et imposent une clause de sûreté négative, sous réserve des exceptions habituelles. Au 31 décembre 2011, Hydro One se conformait à toutes ces clauses restrictives et limites.

12. AVANTAGES SOCIAUX FUTURS

Hydro One offre à tous les salariés permanents de Hydro One et de ses filiales de participer à un régime de retraite à prestations déterminées contributif, à l'exception des salariés de Hydro One Brampton. Les salariés de Hydro One Brampton participent au Régime de retraite des employés municipaux de l'Ontario, caisse de retraite qui regroupe de multiples entreprises du secteur public. Les cotisations actuelles de Hydro One Brampton sont d'environ 1 million de dollars annuellement.

Répartition des actifs

Les actifs du régime de retraite de Hydro One étaient répartis comme suit aux 31 décembre 2011 et 2010 :

	En pourcentage des actifs du régime	
31 décembre	**2011**	**2010**
Titres de participation	59,4	63,5
Titres de créance	37,1	30,7
Autres[1]	3,5	5,8
	100,0	100,0

[1] Comprend la trésorerie et des placements de trésorerie.

Autres renseignements

Au 31 décembre 2011, le régime de retraite de Hydro One détenait des obligations de société de Hydro One Inc. de 27 millions de dollars (14 millions de dollars en 2010) et des titres de créance de la province de 214 millions de dollars (70 millions de dollars en 2010).

Le régime de retraite de la société prévoit des prestations fondées sur le salaire moyen des trois meilleures années ouvrant droit à pension. Pour les nouveaux cadres au service de la société depuis le 1er janvier 2004, et pour les nouveaux membres professionnels de Society of Energy embauchés après le 17 novembre 2005, les prestations sont fondées sur le salaire moyen des cinq meilleures années ouvrant droit à pension. Après la retraite, les prestations de retraite sont indexées pour tenir compte de l'inflation. La date d'évaluation servant à déterminer l'actif du régime et l'obligation au titre des prestations constituées est le 31 décembre. D'après l'évaluation actuarielle déposée auprès de la Commission des services financiers de l'Ontario en septembre 2010, en date du 31 décembre 2009, la société a versé 152 millions de dollars à son régime de retraite à l'égard de 2011 (193 millions de dollars pour 2010), une tranche de 148 millions de dollars de cette somme (145 millions de dollars en 2010) étant nécessaire pour répondre aux besoins de capitalisation minimums. Elle a versé des cotisations supplémentaires de 48 millions de dollars en décembre 2010 et une somme supplémentaire de 4 millions de dollars liée à la liquidation d'une partie du régime en 2011. Les cotisations sont payables avec un décalage de un mois. Toutes les cotisations doivent être faites en espèces. Les cotisations après 2012 seront fondées sur une évaluation actuarielle en date du 31 décembre 2012 et dépendront des rendements futurs des placements et des modifications dans les prestations ou les hypothèses actuarielles.

Le total des paiements en espèces au titre d'avantages sociaux futurs effectués en 2011, consistant en trésorerie versée par la société à son régime de retraite capitalisé et en des paiements en espèces effectués directement aux prestataires au titre des autres régimes non capitalisés, s'est établi à 195 millions de dollars (233 millions de dollars en 2010.

	Régime de retraite		Avantages sociaux futurs autres que les prestations de retraite	
Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	**2011**	**2010**	**2011**	**2010**
Évolution de l'obligation au titre des prestations constituées				
Obligation au titre des prestations constituées aux 1er janvier	4 996	4 566	1 178	1 004
Coût des services rendus au cours de l'exercice	108	94	30	24
Intérêts débiteurs	286	294	68	65
Transferts réciproques	4	4	-	-
Prestations versées	(289)	(262)	(42)	(42)
Perte actuarielle nette (gain actuariel net)	356	300	(28)	127
Obligation au titre des prestations constituées aux 31 décembre	5 461	4 996	1 206	1 178
Évolution des actifs du régime				
Juste valeur des actifs du régime aux 1er janvier	4 699	4 336	-	-
Rendement réel des actifs du régime	102	421	-	-
Transferts réciproques	4	4	-	-
Prestations versées	(289)	(262)	-	-
Cotisations patronales[1]	153	191	-	-
Cotisations des salariés	27	24	-	-
Charges d'administration	(14)	(15)	-	-
Juste valeur des actifs du régime aux 31 décembre	4 682	4 699	-	-
Situation de capitalisation				
Obligation non capitalisée au titre des avantages	(779)	(297)	(1 206)	(1 178)
Pertes actuarielles nettes non amorties	1 238	746	115	144
Coût non amorti au titre des services passés	7	11	8	11
Actif (passif) au titre des prestations constituées	466	460	(1 083)	(1 023)
Moins : la tranche échéant à moins de un an	-	-	43	43
Actif au titre des prestations constituées (passif à long terme)	466	460	(1 040)	(980)

[1] En janvier 2012, la société a versé une cotisation de 12 millions de dollars à l'égard de 2011 (en 2011, 13 millions de dollars à l'égard de 2010).

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	Régime de retraite 2011	Régime de retraite 2010	Avantages sociaux futurs autres que les prestations de retraite 2011	Avantages sociaux futurs autres que les prestations de retraite 2010
Composantes des coûts nets au titre des prestations de l'exercice				
Coût des services rendus au cours de l'exercice, déduction faite des cotisations des salariés	81	70	30	24
Intérêts débiteurs	286	294	68	65
Rendement réel des actifs du régime, déduction faite des charges	(88)	(406)	-	-
Perte actuarielle (gain actuariel)	356	300	(28)	127
Autres	-	(1)	-	-
Coûts engagés durant l'exercice	635	257	70	216
Écarts entre les coûts engagés durant l'exercice et les coûts constatés durant l'exercice à l'égard des éléments suivants :				
Rendement des actifs du régime	(202)	129	-	-
(Gain actuariel) perte actuarielle	(289)	(236)	30	(134)
Modifications du régime	4	4	3	4
Coûts nets au titre des prestations de la période	148	154	103	86
Montant imputé aux résultats d'exploitation[2]	93	134	61	51
Incidence d'une augmentation de 1 % du coût des soins de santé sur les éléments suivants :				
Obligation au titre des prestations constituées aux 31 décembre	-	-	174	185
Coût des services rendus et intérêts débiteurs	-	-	20	15
Incidence d'une diminution de 1 % du coût des soins de santé sur les éléments suivants :				
Obligation au titre des prestations constituées aux 31 décembre	-	-	(138)	(146)
Coût des services rendus et intérêts débiteurs	-	-	(14)	(12)
Hypothèses importantes				
Aux fins du calcul des coûts nets au titre des prestations de l'exercice :				
Taux de rendement prévu des actifs du régime	6,25 %	6,50 %	-	-
Taux d'actualisation moyen pondéré	5,75 %	6,50 %	5,75 %	6,50 %
Taux de croissance de la rémunération (compte non tenu de la rémunération au mérite)	2,50 %	2,50 %	2,50 %	2,50 %
Taux d'augmentation du coût de la vie	2,00 %	2,00 %	2,00 %	2,00 %
Durée résiduelle moyenne d'activité des salariés (en années)	11	10	11	11
Taux d'augmentation du coût des soins de santé[3]	-	-	4,86 %	4,81 %
Aux fins du calcul de l'obligation au titre des prestations constituées aux 31 décembre :				
Taux d'actualisation moyen pondéré	5,25 %	5,75 %	5,25 %	5,75 %
Taux de croissance de la rémunération (compte non tenu de la rémunération au mérite)	2,50 %	2,50 %	2,50 %	2,50 %
Taux d'augmentation du coût de la vie	2,00 %	2,00 %	2,00 %	2,00 %
Taux d'augmentation du coût des soins de santé[4]	-	-	4,51 %	4,86 %

[2] La société suit la méthode de la comptabilité de trésorerie. Au cours de 2011, des coûts de retraite de 153 millions de dollars (191 millions de dollars en 2010) ont été attribués à la main-d'œuvre, dont 93 millions de dollars (134 millions de dollars en 2010) ont été imputés aux résultats et 60 millions de dollars (57 millions de dollars en 2010) ont été capitalisés dans les immobilisations corporelles.

[3] Le taux passant progressivement de 8,31 % en 2011 à 4,86 % par année en 2029 et par la suite (en 2010, de 8,57 % en 2010 à 4,81 % par année en 2029 et par la suite).

[4] Le taux passant progressivement de 8,11 % en 2012 à 4,51 % par année en 2031 et par la suite (en 2010, de 8,31 % en 2011 à 4,86 % par année en 2029 et par la suite).

13. PASSIFS ENVIRONNEMENTAUX

Aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	BPC	Évaluation et remise en état des terrains	Total
2011			
Solde d'ouverture au 1er janvier	251	58	309
Charge de désactualisation	12	2	14
Dépenses	(9)	(7)	(16)
Ajustement lié à la réévaluation	(55)	5	(50)
Solde de clôture au 31 décembre	199	58	257
Moins : la tranche échéant à moins de un an	(13)	(9)	(22)
	186	49	235
2010			
Solde d'ouverture au 1er janvier	262	65	327
Charge de désactualisation	13	2	15
Dépenses	(9)	(8)	(17)
Ajustement lié à la réévaluation	(15)	(1)	(16)
Solde de clôture au 31 décembre	251	58	309
Moins : la tranche échéant à moins de un an	(15)	(7)	(22)
	236	51	287

Les dépenses futures estimatives liées à l'environnement pour chacun des cinq exercices suivant le 31 décembre 2011 et les dépenses totales par la suite sont comme suit : 22 millions de dollars en 2012; 24 millions de dollars en 2013; 36 millions de dollars en 2014; 25 millions de dollars en 2015, 23 millions de dollars en 2016; et 173 millions de dollars par la suite. Du total des dépenses futures estimatives, 242 millions de dollars se rapportent aux BPC (308 millions de dollars en 2010) et 61 millions de dollars, au programme d'évaluation et de remise en état des terrains (61 millions de dollars en 2010).

Conformément aux conventions comptables applicables aux coûts environnementaux, Hydro One constate un passif au titre des dépenses futures estimatives liées à l'élimination ou à la destruction des huiles isolantes et équipements électriques connexes contaminés aux BPC ainsi que de l'évaluation et de la remise en état des terrains contaminés par des produits chimiques.

L'estimation de coûts environnementaux futurs comporte des incertitudes dues à certains événements externes possibles comme la modification des lois ou des règlements et les progrès liés aux technologies de remise en état de sites. Tous les facteurs utilisés par la société pour estimer les passifs environnementaux de la société représentent les meilleures estimations de la direction en ce qui a trait aux coûts actualisés nécessaires pour que la société se conforme à la législation et à la réglementation. Toutefois, il existe une probabilité raisonnable que le nombre ou le volume d'actifs contaminés, l'estimation des coûts nécessaires pour effectuer les travaux, les hypothèses relatives à l'inflation et la tendance prévue des flux de trésorerie annuels diffèrent de façon importante des hypothèses posées par la société. En outre, pour ce qui est du programme de BPC, la disponibilité de ressources critiques telles que la main-d'œuvre qualifiée et les actifs de remplacement ainsi que la capacité de procéder à des interruptions de services à des fins d'entretien dans certaines installations clés pourraient avoir une influence sur le calendrier des dépenses. Les passifs environnementaux estimatifs sont examinés une fois l'an ou plus fréquemment si des changements importants sont apportés à la réglementation ou à d'autres facteurs pertinents. Les modifications apportées aux estimations sont constatées prospectivement.

Pour établir les montants qui doivent être comptabilisés à titre de passifs environnementaux, la société estime le coût d'achèvement des travaux requis et elle pose des hypothèses quant au moment où les dépenses futures seront réellement engagées pour obtenir des renseignements à l'égard des flux de trésorerie futurs. Un taux d'inflation à long terme hypothétique d'environ 2 % a été utilisé pour prendre en compte l'estimation du coût actuel lié aux dépenses estimatives futures. Les dépenses futures relatives à l'environnement ont été actualisées selon un taux allant de 3,57 % à 6,25 %, soit le taux approprié pour la période au cours de laquelle les augmentations de l'obligation ont été constatées initialement.

BPC

Le 17 septembre 2008, Environnement Canada a publié le texte final de sa réglementation régissant la gestion, le stockage et l'élimination des BPC. Cette réglementation a été adoptée en vertu de la Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999). La réglementation impose un calendrier pour l'élimination des BPC fondé sur des critères tels que le type d'équipement en cause, le niveau d'utilisation et le seuil de contamination aux BPC. La totalité des BPC présents en concentration de 500 parties par million (« ppm ») ou plus, excluant certaines pièces d'équipement précis, devait être éliminée avant la fin de 2009. Toutefois, en 2009, Hydro One a demandé un délai jusqu'en 2014, qui lui a été accordé, pour retirer les BPC de certaines pièces d'équipement de poste dont le niveau de contamination pourrait être supérieur à la limite. En vertu de la réglementation, les BPC contenus dans l'équipement en concentration supérieure à 50 ppm mais inférieure à 500 ppm, ou supérieure à 50 ppm dans le cas des transformateurs sur poteau, de l'équipement électrique secondaire sur poteau et des ballasts de tube fluorescent doivent être éliminés avant la fin de 2025.

La direction est d'avis que, à l'heure actuelle, la société dispose de très peu d'actifs contaminés aux BPC à hauteur de 500 ppm ou plus. La priorité sera accordée aux inspections et aux tests visant à détecter et à éliminer les BPC contenus dans les actifs visés par la date de 2014. Les actifs devant être éliminés avant 2025 comprennent principalement les poteaux sur dalle de béton liés aux lignes de distribution, ainsi que les ballasts de tube fluorescent. Les équipements des postes de distribution et de transport seront de façon générale remplacés ou décontaminés en retirant l'huile isolante contaminée aux BPC qu'ils contiennent et en les remplissant immédiatement avec de l'huile de remplacement contenant moins de 2 ppm de BPC.

Les dépenses futures supplémentaires qu'il sera nécessaire d'engager pour satisfaire aux exigences de la réglementation sur les BPC s'établissent à environ 242 millions de dollars (308 millions de dollars en 2010) d'après les meilleures estimations de la direction. Ces dépenses devraient être engagées entre 2012 et 2025. Compte tenu des plus récentes estimations de coûts nécessaires au respect de la réglementation existante en matière de BPC, la société a réduit de près de 55 millions de dollars (15 millions de dollars en 2010) son passif environnemental au titre des BPC au 31 décembre 2010, par rapport au chiffre inscrit au 30 septembre du même exercice.

Évaluation et remise en état des terrains

Dans le cadre de son examen annuel des passifs environnementaux, la société a également examiné son passif au titre de l'évaluation et de la remise en état des terrains. Compte tenu de cet examen, la société a haussé de quelque 5 millions de dollars son passif au 31 décembre 2011 (baissé de 1 million de dollars en 2010) comparativement aux chiffres constatés au 30 septembre des mêmes exercices. Selon les meilleures estimations de la société, le total des dépenses futures nécessaires à l'achèvement de son programme d'évaluation et de remise en état s'élève à environ 61 millions de dollars.

14. OBLIGATIONS LIÉES À LA MISE HORS SERVICE D'IMMOBILISATIONS

Conformément à la convention comptable applicable à ses obligations liées à la mise hors service d'immobilisations de la société, Hydro One a constaté un passif au titre de la valeur actualisée des dépenses estimatives futures liées à la mise hors service d'actifs incorporels à long terme que la société est tenue de mettre hors service en vertu de la loi. Un montant correspondant est constaté comme coût lié à la mise hors service d'actifs, lequel est capitalisé dans la valeur comptable de l'immobilisation connexe.

L'estimation de coûts environnementaux futurs comporte des incertitudes dues à certains événements externes susceptibles de se produire comme la modification des lois ou des règlements et les progrès liés aux technologies de remise en état de sites. Tous les facteurs utilisés par la société pour estimer les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations de la société représentent les meilleures estimations de la direction en ce qui a trait aux coûts nécessaires pour satisfaire à la législation et à la réglementation existante. Toutefois, il existe une probabilité raisonnable que le nombre ou le volume d'actifs contaminés, l'estimation des coûts nécessaires pour effectuer les travaux, les hypothèses relatives à l'inflation et la tendance prévue des flux de trésorerie annuels diffèrent de façon importante des hypothèses posées par la société. Les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations

sont examinées une fois l'an ou plus fréquemment si des changements importants sont apportés à la réglementation ou à d'autres facteurs pertinents. Les modifications apportées aux estimations sont constatées prospectivement.

Pour établir les montants qui doivent être comptabilisés à titre d'obligations liées à la mise hors service d'immobilisations, la société estime la juste valeur courante des travaux d'enlèvement et de remise en état requis, et elle pose des hypothèses quant au moment où les dépenses futures seront réellement engagées pour obtenir des renseignements à l'égard des flux de trésorerie futurs. Un taux d'inflation à long terme hypothétique d'environ 2 % a été utilisé pour prendre en compte l'estimation du coût actuel lié aux dépenses estimatives futures. Les dépenses futures relatives à l'environnement ont été actualisées selon un taux allant de 3 % à 5 %, soit le taux approprié pour la période au cours de laquelle les dépenses devraient être engagées.

Hydro One a constaté un passif au titre des dépenses estimatives futures nécessaires pour retirer et éliminer les matériaux contenant de l'amiante installés dans certaines de ses installations. Le passif de la société est fondé sur les meilleures estimations de la direction quant à la valeur actualisée des dépenses estimatives futures nécessaires pour se conformer à la réglementation existante. En 2010, la société a achevé une étude qu'elle a préparée avec l'aide d'un cabinet externe d'experts-conseil en vue d'estimer les dépenses futures nécessaires à l'enlèvement de l'amiante avant la démolition d'installations. À l'heure actuelle, la valeur actualisée des dépenses estimatives futures s'établit à 7 millions de dollars. Le montant d'intérêts comptabilisé est négligeable, et aucune dépense liée à cette obligation n'a été engagée.

En 2011, Hydro One a constaté un passif de 4 millions de dollars au titre de l'obligation liée à la mise hors service d'immobilisations se rapportant au déclassement et au retrait futurs d'un de ses postes de commutation. Compte tenu de l'obligation comptabilisée à l'égard d'un autre poste de commutation en 2010, la valeur actualisée des dépenses estimatives futures nécessaires à l'élimination des ces obligations est d'environ 8 millions de dollars. Les intérêts comptabilisés sur ce montant pendant l'exercice à l'étude ont été négligeables et, à ce jour, aucune dépense n'a été associée à ces obligations.

15. CAPITAL-ACTIONS

Actions ordinaires et actions privilégiées

Le 31 mars 2000, la société a émis à la province 12 920 000 actions privilégiées à dividende cumulatif à 5,5 %, d'une valeur de rachat de 25 $ l'action, et 99 990 actions ordinaires, portant le total des actions ordinaires en circulation à 100 000. La société est autorisée à émettre un nombre illimité d'actions privilégiées et d'actions ordinaires.

Les actions privilégiées donnent droit à un dividende cumulatif annuel de 18 millions de dollars, payable trimestriellement. Les actions privilégiées sont rachetables au gré de la province au prix de 25 $ l'action, qui représente la valeur déclarée, plus tout dividende cumulé et impayé, si la province vend au public un certain nombre des actions ordinaires qu'elle détient, de sorte qu'elle détiendra moins de 50 % des actions ordinaires de la société. Hydro One peut décider, sans condition, de régler le prix de rachat, en totalité ou en partie, en émettant des actions ordinaires additionnelles à la province. Si la province n'exerce pas son droit de rachat, la société pourrait rajuster le dividende sur les actions privilégiées afin que le taux de rendement soit inférieur de 0,50 % à celui du marché d'alors sur des actions privilégiées de notation semblable. Les actions privilégiées ne comportent pas de droit de vote, sauf dans des cas précis, et ont priorité de rang sur les actions ordinaires advenant liquidation.

Dividendes

Les dividendes sur actions ordinaires sont déclarés au gré du conseil d'administration de Hydro One et recommandés par la direction en fonction des résultats d'exploitation, du maintien de la structure du capital réglementaire réputée, de la situation financière, des besoins de liquidités et d'autres facteurs pertinents comme la pratique de l'industrie et les attentes de l'actionnaire.

En 2011, la société a déclaré des dividendes sur actions privilégiées de 18 millions de dollars (18 millions de dollars en 2010) et des dividendes sur actions ordinaires de 150 millions de dollars (10 millions de dollars en 2010).

Résultat par action

Le résultat par action correspond au bénéfice net de l'exercice, après dividendes cumulatifs sur les actions privilégiées, divisé par le nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation pendant l'exercice.

16. OPÉRATIONS ENTRE APPARENTÉS

La province, la SFIEO, la SIERE, l'Office de l'électricité de l'Ontario (l'« OEO ») et Ontario Power Generation Inc. (« OPG ») sont des parties liées à Hydro One. De plus, la CEO est liée à la société étant donné qu'elle est une société d'État provinciale. Les opérations entre ces parties et Hydro One ont été les suivantes :

Hydro One a reçu de la SIERE des produits pour les services de transport, d'après les taux uniformes de transport approuvés par la CEO. Les produits tirés du transport pour 2011 comprennent 1 366 millions de dollars (1 277 millions de dollars en 2010) se rapportant à ces services. Hydro One reçoit de la SIERE des sommes pour la protection des tarifs ruraux. Les produits de distribution pour 2011 comprennent 127 millions de dollars (127 millions de dollars en 2010) se rapportant à ce programme. Hydro One a aussi reçu de la SIERE des produits tirés de l'alimentation en électricité de collectivités éloignées du Nord. Les produits de distribution pour 2011 comprennent 28 millions de dollars (28 millions de dollars en 2010) se rapportant à ces services.

En 2011, Hydro One a acheté l'équivalent de 2 401 millions de dollars (2 361 millions de dollars en 2010) en électricité sur le marché de l'électricité administré par la SIERE, 16 millions de dollars (19 millions de dollars en 2010) en électricité d'OPG et 10 millions de dollars (13 millions de dollars en 2010) de la SFIEO.

Aux termes de la *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*, la CEO doit recouvrer la totalité de ses charges d'exploitation annuelles auprès des sociétés de distribution de gaz et d'électricité et des sociétés de transport d'électricité. En 2011, Hydro One a engagé des frais de 11 millions de dollars (11 millions de dollars en 2010) auprès de la CEO.

Hydro One a des conventions de niveau de service avec les autres sociétés remplaçantes d'Ontario Hydro. Ces services comprennent des services extérieurs ainsi que d'ingénierie, de logistique et de télécommunications. Les produits liés à la prestation de services de construction et d'entretien de l'équipement aux autres sociétés remplaçantes se sont établis à 11 millions de dollars (14 millions de dollars en 2010), surtout pour l'entreprise de transport. Les charges d'exploitation, d'entretien et d'administration liées à l'achat de services auprès des autres sociétés remplaçantes ont été inférieures à 2 millions de dollars en 2011 et en 2010.

Dans le cadre de son mandat, l'OEO est responsable de la quasi-totalité des programmes axés sur la conservation et la gestion de la demande de la société. Le financement comprend les coûts des programmes, les incitatifs, les frais de gestion et les primes. En 2011, Hydro One a reçu 39 millions de dollars (36 millions de dollars en 2010) de l'OEO liés aux programmes axés sur la conservation et la gestion de la demande.

La provision pour paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés, les impôts fonciers et l'impôt sur le capital ont été payés ou sont à payer à la SFIEO, et des dividendes ont été versés ou le seront à la province.

Les montants à payer à des apparentés ou à recevoir de ceux-ci par suite des opérations susmentionnées sont comme suit :

Aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	**2011**	**2010**
Débiteurs	143	111
Créditeurs et charges à payer	(344)	(283)

Les créditeurs et charges à payer représentent les sommes à payer à la SIERE se rapportant à des achats d'électricité de 209 millions de dollars (222 millions de dollars en 2010).

17. ÉTATS CONSOLIDÉS DES FLUX DE TRÉSORERIE

Aux fins des états consolidés des flux de trésorerie, le poste « Trésorerie et équivalents de trésorerie » renvoie aux éléments « trésorerie », « placements à court terme » et « dette bancaire » des bilans consolidés. Les variations des soldes hors trésorerie liés à l'exploitation sont les suivantes :

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2011	2010
Augmentation des débiteurs	(38)	(51)
Augmentation des matières et fournitures	(4)	-
Augmentation des créditeurs et charges à payer	188	87
Augmentation des intérêts courus	1	10
Diminution des créditeurs et autres passifs à long terme	-	(3)
Augmentation de l'obligation au titre des avantages sociaux futurs autres que les prestations de retraite	60	40
Autres	(11)	11
	196	94
Autres renseignements :		
Intérêts payés	413	409
Paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés	80	48

18. ÉVENTUALITÉS

Poursuites

Hydro One est parties à diverses poursuites, réclamations et procédures réglementaires dans le cours normal de ses activités. De l'avis de la direction, l'issue de ces affaires n'aura pas d'incidence défavorable importante sur la situation financière, les résultats d'exploitation et les flux de trésorerie consolidés de la société.

Transfert d'actifs

Les ordonnances de transfert au moyen desquelles Hydro One a acquis certaines entreprises d'Ontario Hydro au 1er avril 1999 n'ont pas entraîné le transfert du titre de propriété pour certains actifs situés sur des terrains appartenant à des bandes ou à des organisations autochtones en vertu de la *Loi sur les Indiens* (Canada). La SFIEO détient actuellement ces actifs. Selon les modalités des ordonnances de transfert, Hydro One est tenue de gérer ces actifs jusqu'à ce qu'elle ait obtenu tous les consentements nécessaires pour finaliser le transfert du titre de propriété de ces actifs en sa faveur. La société n'est pas en mesure de prévoir le total du montant qu'elle pourrait avoir à verser, sur une base annuelle ou ponctuelle, pour obtenir les consentements nécessaires. Toutefois, elle prévoit devoir verser plus que le montant d'environ 1 142 743 $ qu'elle a payé à ces bandes et organisations autochtones en 2011. Si Hydro One n'est pas en mesure d'obtenir les consentements auprès de ces bandes et organisations autochtones, la SFIEO continuera de détenir ces actifs pour une durée indéterminée. Si la société est incapable d'obtenir un règlement satisfaisant, elle pourrait devoir déplacer ces actifs des terres indiennes à d'autres endroits, et le coût de ce déplacement pourrait être élevé, ou, dans un petit nombre de cas, devoir abandonner une ligne et la remplacer par une centrale diesel. Les coûts associés à ces actifs pourraient avoir une incidence négative importante sur le bénéfice net de la société si cette dernière était dans l'impossibilité de les recouvrer par le truchement d'ordonnances tarifaires futures.

19. ENGAGEMENTS

Convention avec Inergi LP (« Inergi »)

Depuis le 1er mars 2002, Inergi (filiale en propriété exclusive de Cap Gemini Canada Inc.) fournit des services à Hydro One. Le 1er mai 2010, conformément aux modalités du contrat, la société a prorogé la convention de services cadre avec Inergi pour une période supplémentaire de trois ans qui échoit le 28 février 2015. Aux termes de cette entente, Inergi procure à Hydro One divers services, notamment des services d'impartition en traitement des affaires et

en technologies de l'information, ainsi que des services de soutien du système principal liés essentiellement à l'implantation et à l'optimisation du système SAP. Les montants facturés par Inergi pour ces services se sont établis entre 93 millions de dollars à 130 millions de dollars par année et ils sont assujettis à l'étude comparative externe effectuée tous les trois ans pour assurer que Hydro One paie un prix concurrentiel établi et constamment amélioré. Dans le cadre de cette entente, environ 900 salariés de la société, y compris environ 130 salariés non permanents, ont été mutés à Inergi le 1er mars 2002.

Les engagements annuels en vertu de l'entente pour chacun des cinq exercices suivant le 31 décembre 2011 et le montant total par la suite se présentent comme suit : 138 millions de dollars en 2012; 133 millions de dollars en 2013; 128 millions de dollars en 2014; 21 millions de dollars en 2015; et néant en 2016 et par la suite.

Soutien de prudence

Les acheteurs d'électricité en Ontario, par l'intermédiaire de la SIERE, sont tenus de fournir une garantie pour réduire le risque de manquement d'après leur activité prévue sur le marché. Au 31 décembre 2011, la société apportait un soutien de prudence à la SIERA au nom de Hydro One Networks et de Hydro One Brampton uniquement au moyen de garanties de la société mère de 325 millions de dollars. Un soutien de prudence au 31 décembre 2011était également apporté au nom de deux distributeurs au moyen de garanties de 660 000 $. La SIERE pourrait effectuer des prélèvements sur ces garanties si ces filiales ou distributeurs ne parvenaient pas à effectuer un paiement exigé par un avis de paiement en souffrance émis par la SIERE. Le paiement potentiel maximal correspond à la valeur nominale des lettres de crédit bancaires majorée du montant nominal de la garantie de la société. Si la note de solvabilité à long terme la plus élevée de Hydro One se détériorait pour s'établir sous la catégorie « Aa », la société serait tenue de recommencer à fournir des lettres de crédit à titre de soutien de prudence.

Conventions de retraite

Des lettres de crédit bancaires ont été émises comme garantie pour le passif de la société aux termes d'un fonds de fiducie, établi en vertu du régime de retraite complémentaire à l'intention des employés de Hydro One et de ses filiales. Le fiduciaire est tenu d'effectuer des prélèvements sur les lettres de crédit si Hydro One manque à ses obligations aux termes du régime. Ces obligations incluent l'exigence de fournir au fiduciaire un rapport actuariel annuel, ainsi que des lettres de crédit suffisantes pour garantir le passif de la société en vertu du régime, de verser les prestations exigibles dans le cadre du régime et de payer les frais liés aux lettres de crédit. Le paiement potentiel maximal correspond à la valeur nominale des lettres de crédit bancaires. Au 31 décembre 2011, l'encours des lettres de crédit bancaires de Hydro One s'élevait à 124 millions de dollars (113 millions de dollars en 2010) relativement aux conventions de retraite.

Contrats de location-exploitation

Les paiements minimaux futurs exigibles en vertu de contrats de location-exploitation pour chacun des cinq exercices suivant le 31 décembre 2011 et les dépenses totales par la suite sont comme suit : 8 millions de dollars en 2012; 8 millions de dollars en 2013; 8 millions de dollars en 2014; 3 millions de dollars en 2015; 7 millions de dollars en 2016; et 20 millions de dollars par la suite.

20. INFORMATIONS SECTORIELLES

Hydro One compte trois secteurs isolables :

- l'entreprise de transport, dont l'activité principale consiste à fournir des services de transport et de raccordement, et qui est responsable du transport de l'électricité dans l'ensemble du réseau électrique de l'Ontario;
- l'entreprise de distribution, dont l'activité principale consiste à livrer et à vendre de l'électricité aux clients;
- un secteur « Autres » dont les activités regroupent celles de l'entreprise de télécommunications.

La désignation des secteurs d'activité est fondée sur le statut réglementaire et sur la nature des produits et des services offerts. Les conventions comptables suivies par les secteurs sont les mêmes que celles décrites dans le sommaire des principales conventions comptables (voir la note 2). Ainsi, les informations sectorielles se présentent comme suit :

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	**Transport**	**Distribution**	**Autres**	**Chiffres consolidés**
2011				
Bénéfice sectoriel				
Produits	1 389	4 019	63	5 471
Achats d'électricité	-	2 628	-	2 628
Exploitation, entretien et administration	422	609	61	1 092
Amortissement	302	304	10	616
Bénéfice (perte) avant les charges de financement et la provision pour paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés	665	478	(8)	1 135
Charges de financement				344
Bénéfice avant la provision pour paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés				791
Dépenses en immobilisations	810	628	9	1 447

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	**Transport**	**Distribution**	**Autres**	**Chiffres consolidés**
2010				
Bénéfice sectoriel				
Produits	1 307	3 754	63	5 124
Achats d'électricité	-	2 474	-	2 474
Exploitation, entretien et administration	416	602	60	1 078
Amortissement	273	300	10	583
Bénéfice (perte) avant les charges de financement et la provision pour paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés	618	378	(7)	989
Charges de financement				342
Bénéfice avant la provision pour paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés				647
Dépenses en immobilisations	936	629	5	1 570

Aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	**2011**	**2010**
Total de l'actif		
Transport	10 380	9 805
Distribution	7 336	6 908
Autres	652	609
	18 368	17 322

Tous les produits, les coûts et les actifs, selon le cas, sont gagnés, engagés ou détenus au Canada.

21. ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA DATE DU BILAN

Le 13 janvier 2012, Hydro One a émis des billets à 3,20 % d'un montant de 300 millions de dollars aux termes de son programme de billets à moyen terme, lesquels échoient le 13 janvier 2022.

Le 10 février 2012, la société a déclaré, aux actionnaires, des dividendes sur actions ordinaires totalisant 277 millions de dollars et des dividendes sur actions privilégiées atteignant 4 millions de dollars.

22. CHIFFRES CORRESPONDANTS

Les états financiers consolidés comparatifs ont été reclassés par rapport aux états présentés antérieurement afin de rendre leur présentation conforme à celle qui a été adoptée pour les états financiers consolidés établis au 31 décembre 2011.

HYDRO ONE INC.
SOMMAIRE DES STATISTIQUES FINANCIÈRES ET DES STATISTIQUES D'EXPLOITATION DES CINQ DERNIERS EXERCICES

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2011	2010	2009	2008	2007
Données tirées de l'état des résultats					
Produits					
Transport	1 389	1 307	1 147	1 212	1 242
Distribution	4 019	3 754	3 534	3 334	3 382
Autres	63	63	63	51	31
	5 471	5 124	4 744	4 597	4 655
Coûts					
Achats d'électricité	2 628	2 474	2 326	2 181	2 240
Exploitation, entretien et administration	1 092	1 078	1 057	965	995
Amortissement	616	583	537	548	521
	4 336	4 135	3 920	3 694	3 756
Bénéfice avant les charges de financement et la provision pour paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés	1 135	989	824	903	899
Charges de financement	344	342	308	292	295
Bénéfice avant la provision pour paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés	791	647	516	611	604
Provision pour paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés	150	56	46	113	205
Bénéfice net	641	591	470	498	399
Résultat de base et dilué par action ordinaire *(en dollars canadiens)*	6 228	5 727	4 528	4 797	3 809
Aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)					
Données tirées du bilan					
Actif					
Transport	10 380	9 805	8 993	7 877	7 273
Distribution	7 336	6 908	6 481	5 873	5 407
Autres	652	609	161	128	106
Total de l'actif	18 368	17 322	15 635	13 878	12 786
Passif					
Passif à court terme (y compris la tranche échéant à moins de un an de la dette à long terme	1 820	1 540	1 655	1 300	1 452
Dette à long terme	7 399	7 278	6 281	5 733	5 063
Autres passifs à long terme	2 695	2 523	2 281	1 721	1 385
Capitaux propres					
Capital-actions	3 637	3 637	3 637	3 637	3 637
Bénéfices non répartis	2 827	2 354	1 791	1 497	1 258
Cumul des autres éléments du résultat étendu	(10)	(10)	(10)	(10)	(9)
Total du passif et des capitaux propres	18 368	17 322	15 635	13 878	12 786

HYDRO ONE INC.
SOMMAIRE DES STATISTIQUES FINANCIÈRES ET DES STATISTIQUES D'EXPLOITATION DES CINQ DERNIERS EXERCICES (suite)

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2011	2010	2009	2008	2007
Autres données financières					
Distribution					
Transport	810	936	918	704	560
Distribution	628	629	643	570	511
Autres	9	5	5	10	20
Total des dépenses en immobilisations	1 447	1 570	1 566	1 284	1 091
Ratios					
Ratio de couverture de la dette à long terme par l'actif net[1]	1,81	1,77	1,79	1,84	1,87
Ratio de couverture par le bénéfice[2]	2,71	2,39	2,15	2,63	2,67
Statistiques d'exploitation					
Transport					
Unités transportées *(TWh)*[3]	141,5	142,2	139,2	148,7	152,2
Demande de pointe sur 20 minutes du réseau ontarien *(MW)*[3]	25 505	25 145	24 477	24 231	25 809
Demande de pointe sur 60 minutes du réseau ontarien *(MW)*[3]	25 450	25 075	24 380	24 195	25 737
Total des lignes de transport *(circuit-kilomètres)*	28 942	28 951	28 924	29 039	28 915
Distribution					
Unités distribuées aux clients de Hydro One *(TWh)*[3]	29,2	29,1	28,9	29,9	30,2
Unités distribuées par les lignes de Hydro One *(TWh)*[3,4]	42,5	42,5	43,5	44,7	45,7
Total des lignes de distribution *(circuit-kilomètres)*	120 514	123 552	123 528	123 260	122 933
Clients	1 365 379	1 345 177	1 333 920	1 325 745	1 311 714
Total de l'effectif permanent	5 781	5 717	5 427	5 032	4 602

[1] Le ratio de couverture de la dette à long terme par l'actif net correspond au total de l'actif moins le total du passif, exclusion faite de la dette à long terme (y compris la tranche échéant à moins de un an), divisé par la dette à long terme (y compris la tranche échéant à moins de un an).

[2] Le ratio de couverture par le bénéfice correspond à la somme du bénéfice net, des charges de financement et de la provision pour paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés, divisée par la somme des charges de financement, des intérêts capitalisés et des dividendes cumulés sur actions privilégiées.

[3] Les statistiques relatives au réseau comprennent des chiffres provisoires pour décembre.

[4] Les unités distribuées par les lignes de Hydro One représentent la totalité des exigences du réseau de distribution et incluent l'électricité distribuée aux consommateurs qui achètent leur électricité directement auprès de la SIERE.